

Evaluación numérica de la inyección de geles poliméricos como técnica de *water shut-off* en un yacimiento de crudo pesado con la presencia de un acuífero activo en la Formación Carbonera

María Angélica Barrera Vesga

Trabajo de Grado para Optar al título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Director

Maika Karen Gambús Ordaz

PhD., en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Juan Diego Ceballos Payares

MSc., en Ingeniería de Hidrocarburos

Julián Alberto Gómez Gómez

MSc., en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

Al dador de todo conocimiento y precursor de todos mis planes, Dios. A Él que, extendió las estacas de mi tienda mental, mucho más allá de mis límites. Quien a su vez me puso en el camino a personas asombrosas que vinieron a multiplicar cosas increíbles en mí.

Asimismo, a mi familia, con quienes he atravesado tiempos difíciles, pero de los cuales he aprendido a no rendirme, a amar cada estación, a reconocer que no me las sé todas y en quienes encuentro ese abrazo al alma, llamado hogar.

Y por supuesto, a esa niña que no veía ninguna meta como imposible, aquella que soñó con hacer cosas increíbles y que ahora ve sus sueños materializados.

Agradecimientos

En el planteamiento, planeación, desarrollo y culminación de la presente tesis de investigación, intervinieron diferentes personas y entidades que hicieron posible la realización de este trabajo. A las cuales quisiera extenderles de manera particular mi agradecimiento.

Primeramente, al Ministerio de Ciencia y Tecnología (Minciencias), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Frontera *Energy* y la Universidad Industrial de Santander por el financiamiento de esta tesis de investigación en el marco del Proyecto “Estrategias para la implementación de un proceso de inyección de formulaciones a escala nanométrica como método de recobro mejorado de crudo pesado en un campo colombiano con acuífero activo” 1102-1035-92931.

De igual forma, a mi directora, la doctora Maika Gambús por ser ese catalizador que me ha permitido convertirme en la profesional que soñé, algún día ser.

Asimismo, agradezco al grupo de investigación de Recobro Mejorado de la UIS, por generar redes de apoyo y espacios de enriquecimiento técnico entre profesionales de diferentes áreas del conocimiento. Y especialmente a la profesional Paola Dávila, por creer en mí, antes que yo misma lo hiciera.

Adicionalmente, les extiendo mi más profundo agradecimiento, al amplio grupo de amigos y familia que la vida y Dios me ha regalado. Gracias por amarme, comprenderme, impulsarme, y ser tan propicios en todas y cada una de las etapas de este proceso. Valoro mucho su presencia en mi vida y sin ustedes este camino no hubiera sido tan increíble. Perdónenme por no nombrarlos uno por uno, pero la lista sería muy extensa, así que prefiero hacérselos saber de manera personal.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	20
1. Objetivos	22
1.1. Objetivo General	22
1.2. Objetivos Específicos	22
2. Antecedentes investigativos	23
3. Selección del pozo vertical prospectivo a intervenir	27
3.1. Generalidades del área de estudio	27
3.2. Comparativo productivo	31
3.3. Índice de heterogeneidad	32
3.4. Diagnóstico de producción de agua	34
3.5. Radio de drenaje	39
3.6. Selección del pozo candidato a intervención	41
4. Caso base de simulación	42
4.1. Modelo estático	43
4.1.1. Interpretación de registros de pozos	43
4.1.2. Espesor de análisis	50
4.2. Modelo de fluidos	52
4.3. Interacción roca-fluido	54
4.4. Condiciones de flujo	55
4.5. Estado mecánico	56
4.6. Modelamiento del influjo de agua	57

4.6.1. Método numérico de balance de materia.....	57
4.6.2. Modelo analítico de Hurst-Everdingen	62
4.6.3. Modelo analítico de Carter-Tracy	64
4.6.4. Modelo Fetkovitch	65
4.6.5. Análisis comparativo de metodologías de influjo de acuífero	66
4.7. Determinación del caso base de simulación a través de escenarios de cotejo histórico	69
4.8. Validación y extensión del intervalo de simulación	73
5. Simulación del caso conceptual de inyección de geles poliméricos.....	75
5.1. Datos de entrada: caracterización de las formulaciones gelificantes.....	76
5.2. Preacondicionamiento para la aplicación de geles.....	80
5.3. Evaluación de estrategias de modelamiento de la reacción de gelificación	84
5.3.1. Sistema de una sola reacción.....	86
5.3.2. Sistema de doble reacción	90
6. Evaluación integral del desempeño de la inyección de geles poliméricos bajo diferentes condiciones de aplicación	96
6.1. Sensibilidad de parámetros operacionales	96
6.1.1. Efecto de la fracción de cañoneos activos y tasa de inyección	96
6.1.2. Determinación del constraint del productor postratamiento	104
6.2. Comparación de desempeño entre escenarios de distribución petrofísica continua y heterogénea	107
6.3. Evaluación de técnicas de colocación.....	121
6.3.1. Inyección tipo Bullhead.....	121
6.3.2. Inyección dual	122

6.3.3. Comparativo de desempeño entre técnicas de colocación	124
6.4. Escenario óptimo de aplicación	129
7. Conclusiones.....	130
8. Recomendaciones	133
Referencias bibliográficas.....	135

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Métricas de evaluación de las líneas de regresión del RAP y derivada en los tres pozos	36
Tabla 2. Comparativa entre las técnicas diagnósticas de Chan y Argüello modificada	38
Tabla 3. Dimensiones de drenaje estimativas de los tres pozos verticales activos	40
Tabla 4. Volúmenes de hidrocarburos presentes y remanentes de cada pozo	40
Tabla 5. Resumen de las variables analizadas para la selección del pozo	41
Tabla 6. Parámetros asociados a cada método de determinación de la permeabilidad.....	48
Tabla 7. Datos PVT integrados al modelo de simulación a escala de pozo.....	53
Tabla 8. Endpoints de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite base.....	54
Tabla 9. Endpoints de las curvas de permeabilidad relativa gas-liquido base.....	54
Tabla 10. Condiciones de inicialización del modelo de simulación.	56
Tabla 11. Porcentaje de error relativo entre el cálculo de OOIP mediante un enfoque volumétrico y simulación.	56
Tabla 12. Propiedades PVT del pozo W-16 utilizado para el modelamiento de la expansión de los fluidos en la ecuación de balance.....	59
Tabla 13. Propiedades del acuífero y la formación definidas para el modelamiento por Hurst-Everdingen	62
Tabla 14. Parámetros sensibilizados en los casos de cotejo histórico y valores base reportados en el modelo de simulación	70
Tabla 15. Comparativo de los valores de cada parámetro entre el caso inicial y el caso optimo del cotejo histórico.....	72

Tabla 16. Generalidades de los geles poliméricos a evaluar.....	76
Tabla 17. Parámetros de Langmuir planteados por Alfarge et al. (2017) para inyección de geles	77
Tabla 18. Parámetros de adsorción asociados con la roca planteados por Alfarge et al. (2017) y reportados en laboratorio	77
Tabla 19. Parámetros asociados a la Ley de potencia determinados con base a la tendencia de los datos de laboratorio.....	78
Tabla 20. Caso base y escenarios alternativos de discretización en el radio	81
Tabla 21. Premisas operativas definidas para la inyección de geles.....	86
Tabla 22. Parámetros cinéticos definidos en el enfoque de doble reacción.....	91
Tabla 23. Parámetros cinéticos definidos en el escenario de continuidad petrofísica	110
Tabla 24. Parámetros operativos definidos en el escenario de continuidad petrofísica.....	110
Tabla 25. Escenarios de evaluación de sensibilidad de dt	114
Tabla 26. Escenarios alternativos de discretización del radio de la malla cilíndrica.....	115
Tabla 27. Comparación de desempeño productivo postratamiento respecto al comportamiento histórico del pozo.....	120

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Mapa de coocurrencia bibliométrico.....	23
Figura 2. Ubicación del desarrollo de los tratamientos de WSO.....	24
Figura 3. Columna estratigráfica de los Llanos Orientales.....	28
Figura 4. Distribución de los pozos verticales en sector de análisis.....	29
Figura 5. Historial de producción de fluidos de los pozos verticales del sector.....	29
Figura 6. Metodología de selección del pozo candidato.....	30
Figura 7. Gráfico comparativo entre la producción fiscalizada acumulada de agua y aceite de los pozos verticales.	31
Figura 8. Gráfico comparativo de la relación agua/petróleo versus la producción acumulada de petróleo.	32
Figura 9. Gráficos de índice de heterogeneidad por cada subgrupo.....	33
Figura 10. Diagnóstico de causa de producción de agua del pozo W-01	35
Figura 11. Diagnóstico de causa de producción de agua del pozo W-02	35
Figura 12. Diagnóstico de causa de producción de agua del pozo W-03	35
Figura 13. Grafica diagnostica del comportamiento del RAP en el tiempo del pozo W-01	37
Figura 14. Grafica diagnostica del comportamiento del RAP en el tiempo del pozo W-02	38
Figura 15. Grafica diagnostica del comportamiento del RAP en el tiempo del pozo W-03	38
Figura 16. Determinación de la distancia límite de cada pozo vertical respecto con los pozos horizontales adyacentes	39
Figura 17. Datos de porosidad y permeabilidad de la prueba RCAL refinados mediante análisis EDA	43

Figura 18. Correlación roca-registro para el modelamiento del Vsh en el pozo W-14	45
Figura 19. Cross-plot Thomas-Stieber a partir de interpretación de registros.....	46
Figura 20. Correlación roca-registro para el modelamiento de la porosidad en el pozo W-05 ..	47
Figura 21. Crossplot de la permeabilidad y porosidad con clasificación de unidades de flujo utilizando la metodología de Amaefule et al. (1988).....	49
Figura 22. Correlación roca-registro para el modelamiento de la permeabilidad en el pozo W-05	49
Figura 23. Determinación de sellos volumétricos en el pozo W-01 según correlación con el pozo de referencia W-05.....	51
Figura 24. Modelo de simulación base del pozo W-01	52
Figura 25. Modelo logaritmo de representación del comportamiento de la presión del yacimiento según pruebas MDT.....	55
Figura 26. Condición de desbalance entre la expansión y producción de los fluidos en el pozo W-01.....	60
Figura 27. Gráfico de Campbell del pozo W-01 estimado por balance de materia.....	60
Figura 28. Validación del modelamiento del We a través del gráfico F/Et vs We/Et	61
Figura 29. Comparativa entre los valores de influjo calculados y los datos reportados en el simulador.....	61
Figura 30. Validación del modelamiento del We por Hurst-Everdingen a través del gráfico F/Eo vs We/Eo.....	63
Figura 31. Interfaz de Builder para el modelamiento del acuífero por medio de Carter-Tracy .	65
Figura 32. Comportamiento comparativo del influjo de acuífero según las cuatro metodologías de modelamiento.....	66

Figura 33. Evolución de la presión del yacimiento según las distintas metodologías de estimación del We	67
Figura 34. Producción acumulada de agua en función de las técnicas de modelamiento del We	68
Figura 35. Comportamiento de la tasa de producción de agua en función de las técnicas de modelamiento del We	68
Figura 36. Comportamiento de la presión a lo largo de los diferentes experimentos de cotejo histórico generados	71
Figura 37. Comportamiento de la producción acumulada de agua a lo largo de los diferentes experimentos de cotejo histórico generados	71
Figura 38. Comportamiento de la tasa de producción de agua a lo largo de los diferentes experimentos de cotejo histórico generados	72
Figura 39. Tasa de aceite: comparación entre modelo predictivo y configuración con constraint STO	73
Figura 40. Tasa de agua: comparación entre modelo predictivo y configuración con constraint STO	74
Figura 41. Presión del yacimiento: comparación entre modelo predictivo y configuración con constraint de STO	74
Figura 42. Grafica ilustrativa del modelamiento de un fluido reofluidizante en CMG	78
Figura 43. Ajuste de los modelos reológicos en el software del gel rígido y blando a cada concentración	79
Figura 44. Comportamiento de la presión del yacimiento ante el redimensionamiento del radio	81

Figura 45. Comportamiento de la saturación del agua en el caso base y casos alternativos	82
Figura 46. Comportamiento del BHP del pozo ante diferentes periodos de precierre	82
Figura 47. Comportamiento de la presión del yacimiento ante diferentes periodos de precierre	83
Figura 48. Respuesta del BHP ante la variación de la tasa de inyección de químico.....	84
Figura 49. Tendencias características de la concentración según el orden de la reacción.....	85
Figura 50. Fracciones molares de los reactivos y producto en el bloque 1, 1, 123 al emplear diferentes factores de frecuencia para cada tipo de gel.....	87
Figura 51. Comparación de los perfiles de FFR y BHP en función del tipo de gel rígido y blando	89
Figura 52. Caracterización del sistema gelificante a través del uso de dos reacciones	90
Figura 53. Comparativa entre perfiles de FFR y BHP de cada tipo de gel entre los enfoques de una y doble reacción	92
Figura 54. Distribución espacial del FFR en las proximidades del pozo para ambos geles durante la reapertura del productor.	94
Figura 55. Fracciones molares de los reactivos y producto en el bloque 1, 1, 123 al emplear 2 ft de cañoneos.....	97
Figura 56. Distribución del FFR ante la variación en la cantidad de cañoneos utilizados para inyección en el bloque 1, 1, 123	98
Figura 57. Distribución del FFR en la reapertura del pozo ante la variación de cañoneos (500 Bbl/día)	98
Figura 58. Comportamiento del BHP del inyector ante la variación en la fracción de los cañoneos empleados	99
Figura 59. Determinación de la tasa de inyección segura en el caso de 2 ft cañoneados	100

Figura 60. Evaluación del comportamiento del FFR en la reapertura del pozo al sensibilizar la tasa de inyección del tratamiento.....	101
Figura 61. Distribución del FFR entre el escenario calibrado de 2 ft y 3.5 ft cañoneados al momento de la reapertura del pozo.....	102
Figura 62. Tendencias productivas comparativas entre los escenarios calibrados de 2 ft y 3.5 ft cañoneados.....	103
Figura 63. Comportamiento de la caída de presión desde finales del 2011 a principios del 2023	105
Figura 64. Tendencias productivas comparativas resultantes ante la modificación del constraint a delta de presión	106
Figura 65. Configuraciones del yacimiento representadas en distintos pozos productivos del campo de estudio.....	108
Figura 66. Comparativo entre la distribución petrofísica del caso base con continuidad y el escenario alternativo heterogéneo.....	109
Figura 67. Desarrollo de las fracciones molares de cada reactivo y producto en la celda 1, 1, 134	110
Figura 68. Patrón de distribución del FFR en la reapertura del pozo a producción entre el escenario de continuidad petrofísica y el caso alternativo heterogéneo	111
Figura 69. Patrones de tendencia productivos ante la sensibilidad de la caída de presión postratamiento en el caso heterogéneo	112
Figura 70. Redistribución del FFR del gel al mes del postratamiento ante cada caída de presión.	113
Figura 71. Corte de agua ante cada variación del paso de tiempo.....	114

Figura 72. Distribución del FFR al mes de tratamiento en cada escenario de evaluación de dt	115
Figura 73. Comportamiento del BHP del inyector en los escenarios con discretización del radio	116
Figura 74. Comportamiento del BHP del inyector en las alternativas 1 y 2 una vez ajustadas la tasa de inyección respecto con la distribución base.....	117
Figura 75. Comportamiento del corte de agua en las alternativas 1 y 2 una vez ajustadas la tasa de inyección respecto con la distribución base	117
Figura 76. Distribución del FFR del caso base y casos alternativos 1 y 2 con discretización de la malla.....	118
Figura 77. Comparativo productivo entre los escenarios calibrados con continuidad petrofísica y el caso con presencia de intercalación de arcilla	119
Figura 78. Esquema de inyección Bullhead de geles poliméricos.....	122
Figura 79. Esquema de inyección Dual de geles poliméricos	123
Figura 80. Comportamiento de la presión en los pozos inyectores al sensibilizarse la tasa de inyección en el escenario heterogéneo.....	124
Figura 81. Comparativo de tendencias productivas entre técnicas de colocación para casos con intercalación de arcillas.....	125
Figura 82. Comportamiento del FFR para cada técnica de colocación en el escenario heterogéneo	126
Figura 83. Comparativo de tendencias productivas entre técnicas de colocación para casos con continuidad petrofísica.....	127

Figura 84. Comportamiento del FFR para cada técnica de colocación en el escenario continuo

..... 128

Glosario

Δp_k : caída de presión en el punto de análisis k

μ_w : viscosidad del agua

ρ_b : medida del registro densidad

ρ_f : densidad del fluido de invasión

ρ_{ma} : densidad de la matriz de la roca

ϕ : porosidad

ϕ_{TD} : porosidad total del registro densidad

ϕ_{TDN} : porosidad total de la dupla densidad-neutrón

ϕ_{Dsh} : valor del registro densidad para zonas de arcilla

ϕ_N : registro neutrón

ϕ_{Nsh} : valor del registro neutrón para zonas de arcilla

ϕ_e : porosidad efectiva

$h_{Net Pay}$: espesor neto del pozo

A_e : área de drenaje

B : constante del acuífero del método Hurst-Everdingen

B_o : factor volumétrico de formación del aceite

B_{ob} : factor volumétrico de formación del aceite en el punto de burbuja

B_{oi} : factor volumétrico de formación del aceite inicial

c_f : compresibilidad de la formación

c_w : compresibilidad el agua

C_1, C_2, C_3 : variables en función de la presión de la correlación de Brill & Beggs (1978)

E_o : expansión del aceite

$E_{f,w}$: expansión de la roca y los fluidos

F : producción total de fluidos

Ff_1 : factor de frecuencia de la primera reacción

Ff_2 : factor de frecuencia de la segunda reacción

GR_{min} : valor del registro de rayos Gamma en zonas de arena limpia

GR_{sh} : valor del registro de rayos Gamma en zonas de 100% de arcilla

GR : lecturas del registro de rayos Gamma

K : permeabilidad

N_p : producción acumulada de aceite

P : presión

r_e : radio de drenaje

r_o : radio del acuífero

R_{sh} : valor del registro de resistividad para zonas arcillosas

R_t : lectura del registro densidad en la zona virgen

Swi : saturación de agua inicial

T : temperatura

V_{hc} : volumen de hidrocarburos presentes

V_{sh} : volumen de arcilla

W_e : influjo de agua

W_p : producción acumulada de agua

Resumen

Título: Evaluación numérica de la inyección de geles poliméricos como técnica de *water shut-off* en un yacimiento de crudo pesado con la presencia de un acuífero activo en la Formación Carbonera *

Autor: María Angélica Barrera Vesga **

Palabras Clave: acuífero, crudo pesado, geles poliméricos, simulación numérica, *water shut-off*.

Descripción: La producción excesiva de agua en yacimientos de crudo pesado con acuíferos asociados constituye una de las principales problemáticas operativas y económicas en el desarrollo de campos de los Llanos Orientales de Colombia. En este contexto, los geles poliméricos se plantean como una alternativa para el control del influjo de agua mediante técnicas de *water shut-off*, cuya efectividad depende de las condiciones petrofísicas locales y de la estrategia de colocación empleada.

Con el fin de evaluar la aplicabilidad y desempeño de esta técnica, se desarrolló una evaluación numérica integral de la inyección de geles poliméricos en un yacimiento de la Formación Carbonera. El flujo de trabajo inició con la selección del pozo W-01, a partir de análisis comparativos de desempeño y diagnósticos de aporte de agua. Posteriormente, se construyó un modelo de simulación validado mediante escenarios de cotejo histórico, obteniendo un error global del 4.04%, y empleando el modelo analítico de Fetkovitch como representación del influjo proveniente del acuífero.

El comportamiento reológico y cinético de las formulaciones gelificantes por su parte, se modeló a través de la extrapolación de reogramas de laboratorio y la implementación de un sistema de doble reacción capaz de reproducir la evolución del gel durante el periodo de análisis.

Finalmente, se realizaron sensibilidades operativas en los cañoneos utilizados para la ubicación del químico, tasas de inyección y restricciones postratamiento. Así como, se compararon escenarios de continuidad y heterogeneidad petrofísica, evaluando dos técnicas de colocación: inyección tipo *Bullhead* e inyección Dual.

Los resultados muestran que la presencia de intercalaciones arcillosas favorece la distribución lateral del gel y prolonga el control del corte de agua durante 5 meses, reduciendo la producción de agua en un 82.85% e incrementando la producción de aceite en un 7.60% respecto con los datos productivos del pozo en ausencia de tratamiento.

* Trabajo de Grado

** Facultad Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Directora: Maika Karen Gambús Ordaz, Doctora en Ingeniería de Petróleos. Codirector: Juan Diego Ceballos Payares, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Numerical evaluation of polymer gel injection as a water shut-off technique in a heavy oil reservoir with an active aquifer in the Carbonera Formation *

Author: María Angélica Barrera Vesga **

Key Words: aquifer, heavy crude oil, polymer gels, numerical simulation, water shut-off.

Description: Excessive water production in heavy oil reservoirs with associated aquifers is one of the main operational and economic problems in the development of fields in the Llanos Orientales of Colombia. In this context, polymer gels are proposed as an alternative for controlling water influx through water shut-off techniques, whose effectiveness depends on local petrophysical conditions and the collocation strategy employed.

In order to evaluate the applicability and performance of this technique, a comprehensive numerical evaluation of polymer gel injection in a Carbonera Formation reservoir was developed. The workflow began with selecting well W-01 based on comparative performance analyses and water-contribution diagnostics. Subsequently, a simulation model was constructed and validated against historical comparison scenarios, yielding an overall error of 4.04%, and the Fetkovitch analytical model was used to represent aquifer inflow.

The rheological and kinetic behavior of the gel formulations was modeled through the extrapolation of laboratory rheograms and the implementation of a double reaction system capable of reproducing the evolution of the gel during the analysis period.

Finally, operational sensitivities were performed on the perforations used for chemical placement, injection rates, and post-treatment constraints. Continuity and petrophysical heterogeneity scenarios were also compared, evaluating two placement techniques: Bullhead injection and Dual injection.

The results show that the presence of shale intercalations promotes lateral gel distribution and extends water-cut control for 5 months, reducing water production by 82.85% and increasing oil production by 7.60% relative to the well's production in the absence of treatment.

* Degree Work

** Faculty of Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Academic Program. Director: Maika Karen Gambús Ordaz, PhD in Petroleum Engineering. Co-director: Juan Diego Ceballos Payares, Master in Hydrocarbon Engineering.

Introducción

La producción excesiva de agua constituye uno de los problemas operacionales más críticos en la explotación de yacimientos maduros, especialmente en aquellos con fuerte influencia de acuíferos activos. En la Formación Carbonera, ubicada en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, esta problemática se manifiesta de manera recurrente debido a su compleja arquitectura sedimentaria. Esta Formación está compuesta por intercalaciones de areniscas, limolitas y arcillolitas depositadas en ambientes transgresivos y regresivos de poca profundidad (ANH, 2012), lo que genera variabilidad petrofísica y la presencia de barreras laterales y verticales. Estas características, en conjunto con un acuífero activo de geometría de fondo favorecen procesos de irrupción temprana del agua hacia la zona perforada del pozo, alcanzándose cortes de agua que superan los 0.8 (Prentt et al., 2010; Florez et al., 2012; Florez & Osorio, 2014; Gonzalez et al., 2014; Prieto et al., 2015).

En este sentido, las estrategias orientadas a mitigar la producción de agua han consistido en la instalación de sellos mecánicos y el ajuste de los rangos de operación de las bombas de levantamiento artificial. Intervenciones que han logrado disminuciones cercanas al 20% en la producción de agua, viéndose su efectividad reducida cuando se presentan obstrucciones por sedimentos o cuando el efecto del acuífero se intensifica con el tiempo (Prentt et al., 2010; Armirola et al., 2011; Florez & Osorio, 2014; Stanko et al., 2015). Esta combinación de factores genera un aumento progresivo en los costos de operación asociados al manejo, tratamiento y disposición del agua producida, lo que acelera el alcance del límite económico del pozo y, eventualmente, su cierre parcial o definitivo (Castiblanco, 2017; Argüello, 2022).

Ante este escenario, surge la necesidad de identificar alternativas tecnológicas capaces de controlar el ascenso del agua proveniente del acuífero y mitigar su impacto en la operación del pozo. Entre

las alternativas químicas disponibles, los geles poliméricos destacan por su capacidad de formar estructuras tridimensionales mediante el entrecruzamiento de cadenas poliméricas. Esta estructura permite retener agua dentro del gel, además de actuar como una barrera física frente al avance de la fase acuosa, una vez el sistema se coloca por encima del contacto agua–aceite (Delgadillo et al., 2009; Barui, 2018; Abdelfetah et al., 2019; Mosquera, 2020; Cheng et al., 2022). A pesar de los avances en la formulación y evaluación de estos agentes de control, su aplicación como tratamiento de *water shut-off* en pozos productores de crudo pesado con acuíferos activos ha sido menos explorada, predominando los estudios en pozos horizontales o en campos de gas.

Desde esta perspectiva, el propósito de la presente investigación es diseñar y evaluar, mediante modelamiento numérico, estrategias de inyección de geles poliméricos orientadas a bloquear la comunicación hidráulica entre el acuífero y el pozo y mejorar la recuperación de crudo pesado en un escenario representativo de la Formación Carbonera. El enfoque adoptado integra la caracterización del pozo con conificación, el modelamiento dinámico del influjo de agua, la calibración del modelo productivo y la sensibilización de variables relacionadas con la formulación del gel y su colocación, con el fin de determinar el escenario de tratamiento más eficiente. Ejes investigativos abordados mediante una estructura organizada en módulos temáticos, en los que cada capítulo desarrolla de forma integrada el marco conceptual, la metodología aplicada y el análisis de resultados correspondiente a cada objetivo específico.

En conjunto, este estudio aporta una metodología robusta que integra criterios geológicos, petrofísicos, hidráulicos y operacionales para la evaluación de geles poliméricos mediante simulación numérica, y ofrece lineamientos prácticos para su implementación en ambientes con acuíferos activos, aplicación que contribuye a mejorar el entendimiento del desempeño de los geles en condiciones de campo y proporciona herramientas útiles para la toma de decisiones.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Evaluar a escala piloto la inyección de geles poliméricos para el control de producción de agua en un yacimiento de crudo pesado con acuífero activo en la Formación Carbonera mediante simulación numérica.

1.2. Objetivos Específicos

Evaluar un sector del campo de estudio mediante técnicas de diagnóstico y metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos, para la selección del piloto de trayectoria vertical candidato a la aplicación de geles poliméricos.

Construir un modelo conceptual a escala piloto considerando la evaluación petrofísica, comportamiento de fluidos y condiciones de producción del pozo seleccionado cuantificando la intrusión de agua proveniente del acuífero mediante técnicas analíticas y numéricas.

Evaluar mediante simulación numérica el caso conceptual del piloto seleccionado considerando los resultados de inyección de geles poliméricos en pruebas experimentales de muestras de la formación de estudio.

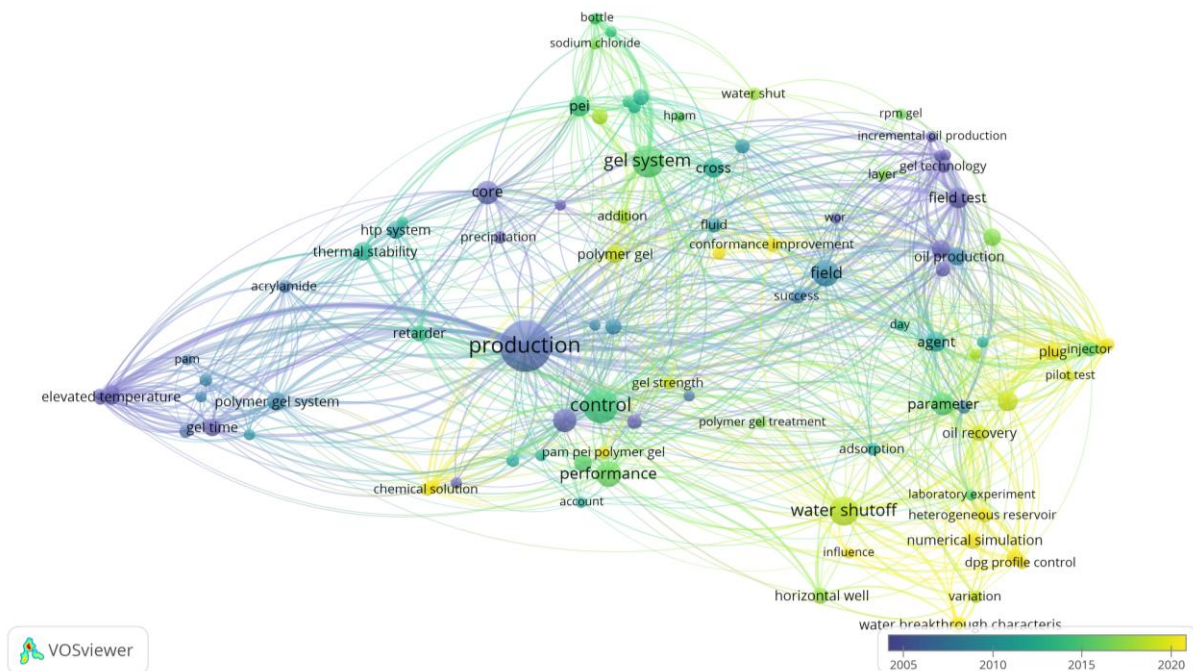
Establecer el mejor escenario de aplicación de la inyección de geles poliméricos que genere un aumento en la recuperación del crudo pesado, una reducción en la producción de agua usando la menor relación químico-aceite posible, mediante la optimización de parámetros operacionales como el volumen de inyección del gel, radio de invasión, profundidad de la inyección y reducción de la permeabilidad de la zona.

2. Antecedentes investigativos

El uso de geles poliméricos como agentes de control de la producción de agua en yacimientos ha sido objeto de investigación durante más de tres décadas, abordando diversos enfoques que, en conjunto, permiten comprender su potencial y sus limitaciones operativas. La revisión de más de 43 artículos científicos evidencia cuatro líneas predominantes: la caracterización fisicoquímica de los geles y su formulación, la evaluación de su desempeño como agentes de control en medios porosos a escala de laboratorio, su aplicación en campo como técnicas de *conformance* para mejorar la eficiencia de barrido, y su implementación directa en pozos productores mediante tratamientos de *water shut-off* (WSO, por sus siglas en inglés). Estos ejes investigativos se identificaron mediante el análisis bibliométrico mostrado en la Figura 1, el cual resume las tendencias temáticas presentes en las últimas décadas.

Figura 1.

Mapa de coocurrencia bibliométrico

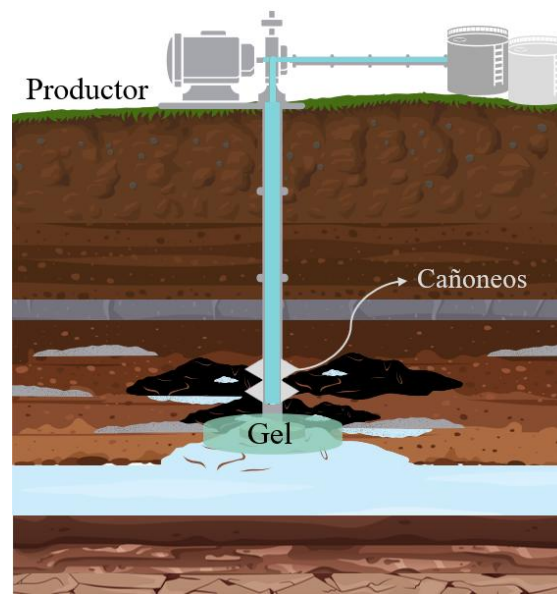


Nota. Palabras recurrentes en los resúmenes investigativos de 43 artículos científicos a lo largo del tiempo. Creado mediante el software VOSviewer.

La técnica de *water shut-off* (WSO), aplicada desde finales de los años noventa, cobra relevancia por su enfoque operativo directo sobre el pozo productor que presenta problemas de producción excesiva de agua. Esta técnica consiste en suspender temporalmente la producción del pozo, acondicionándolo como inyector, para disponer el agente químico a través de tubería flexible y un empacador, con el fin de generar una barrera que limite el ascenso del agua desde las zonas de mayor movilidad, como se ilustra en Figura 2 (Bailey et al., 2000; Sadeghnejad et al., 2022).

Figura 2.

Ubicación del desarrollo de los tratamientos de WSO



Paralelamente, desde los años noventa se ha consolidado un conjunto robusto de estudios sobre la naturaleza química y el desempeño reológico de los geles poliméricos. Investigaciones como las de Zaitoun et al. (1991), , Dovan y Hutchins (1994), Seright (1995) y Hardy et al. (1999) evaluaron inicialmente el comportamiento de la reacción entre polímeros como base polimérica de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) o copolímero de poliacrilamida ter-butil acrilato (PAtBA) con diferentes agentes entrecruzadores tanto orgánicos e inorgánicos. Trabajos posteriores ampliaron las condiciones de evaluación e incorporaron análisis de estabilidad térmica, salinidad, tiempos de gelificación, resistencia mecánica de la estructura tridimensional y su

estabilidad bajo gradientes de presión representativos de condiciones de yacimiento (Okasha et al., 2001; Joseph & Ajienka, 2010; Al-Shajalee et al., 2020; Al Brahim et al., 2022; Chen et al., 2022; Qu et al., 2022). Como resultado de esta evolución, el HPAM se ha consolidado como el polímero más empleado, fundamento que justifica su selección como base del sistema gelificante formulado experimentalmente por Sandoval Martinez et al. (2025), el cual será utilizado en el presente trabajo.

En lo referente al modelamiento numérico, el estudio de la inyección de geles poliméricos ha evolucionado de manera más limitada en comparación con los avances experimentales reportados en laboratorio. La mayor parte de los trabajos disponibles se han concentrado en configuraciones conceptuales o en pozos horizontales afectados por problemas de canalización, como se evidencia en los estudios de Ortega (2013), Castiblanco (2017), Khamees et al. (2018) y Buitrón y Espinosa (2021). A esta literatura se suman investigaciones recientes orientadas a evaluar la modificación de perfiles de saturación y la mejora de la eficiencia de barrido en yacimientos donde previamente se han aplicado procesos de inyección de agua para aumentar el factor de recobro (Cheng et al., 2022; Xin et al., 2023; Bai et al., 2024; Jia et al., 2024; Luo et al., 2025; D. Zhang et al., 2025). Asimismo, se destacan nuevos desarrollos de *screening* para la selección de tratamientos químicos basados en modelamiento numérico, como los propuestos por L. Zhang et al. (2025).

Aunque estas investigaciones aportan conocimientos valiosos en relación con la ubicación óptima del tratamiento, la comparación entre alternativas mecánicas y químicas y la sensibilidad de parámetros operativos, comparten limitaciones metodológicas persistentes. Entre estas se encuentran la ausencia explícita y el modelamiento de la influencia de acuíferos activos en los modelos, la falta de criterios diagnósticos estandarizados para la selección de pozos candidatos y

una integración insuficiente entre la formulación reológica del gel, su propagación en medios altamente heterogéneos y su efecto sobre la mitigación de flujos preferenciales o fenómenos de conificación.

A pesar de estas restricciones, los estudios revisados coinciden en destacar variables críticas para el modelamiento numérico de la inyección de geles poliméricos. Entre estas destacan el monitoreo de los volúmenes inyectados y su efecto en la presión de fondo fluyente, así como la estimación del radio de invasión del gel en función del nivel de heterogeneidad y de la tasa de inyección. Estos elementos metodológicos constituyen el marco técnico-conceptual que orienta y fundamenta el desarrollo de la presente investigación.

3. Selección del pozo vertical prospectivo a intervenir

El diagnóstico de la producción de agua y la posterior selección del pozo candidato para la inyección de geles poliméricos requieren una comprensión detallada del contexto geológico y productivo del campo. En sistemas con acuíferos activos y fuertes contrastes de permeabilidad, como los que caracterizan a la Formación Carbonera en los Llanos Orientales, la arquitectura estratigráfica controla los patrones de flujo, la conectividad hidráulica y la ocurrencia de fenómenos como canalización, conificación y comunicación mecánica. Por esta razón, antes de evaluar índices de heterogeneidad, tendencias históricas de producción o comportamientos dinámicos del yacimiento, es indispensable describir las características geológicas regionales y locales que condicionan el movimiento del agua y la eficiencia de los tratamientos químicos. Con este propósito, la siguiente sección presenta las generalidades del área de estudio que enmarcan el diagnóstico del campo y fundamentan la selección del pozo prospectivo a intervenir.

3.1. Generalidades del área de estudio

La zona de análisis se localiza en la Formación Carbonera, dentro de la cuenca de los Llanos Orientales, comprendiendo los departamentos de Arauca, Casanare, Meta y Vichada. Esta unidad estratigráfica está constituida por alternancias de arcillas, limolitas y areniscas depositadas entre ambientes marinos y continentales (ANH, 2012). En términos operacionales, la formación se subdivide en ocho miembros (C1–C8): los pares corresponden a intervalos predominantemente arcillosos que actúan como sellos regionales, mientras que los impares representan cuerpos arenosos productores, entre los cuales la unidad C7 destaca por su importancia en la explotación de hidrocarburos en la región, como se muestra en la (Figura 3).

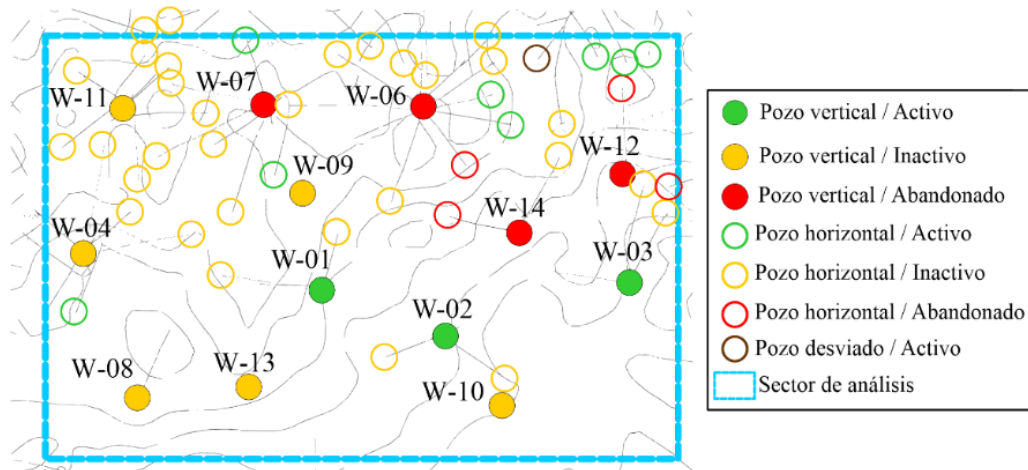
Figura 3.
Columna estratigráfica de los Llanos Orientales

PERIODO	LITOESTRATIGRAFÍA	LITOLOGÍA	S. PETROLÍFERO
			ELEMENTOS
NEÓGENO	Fm. NECESIDAD		
	Fm. GUAYABO		
	Fm. LEÓN		S
PALEÓGENO	C1		
	C2		S
	C3		R
	C4		
	C5		R
	C6		
	C7		R
	C8		S
	Fm. MIRADOR		R
	Fm. LOS CUERVOS		
CRETÁCICO	Fm. BARCO		R
	Fm. GUADALUPE		R
	Fm. GACHETA		S
	Fm. UNE		R
JURÁSICO	BASAMENTO		

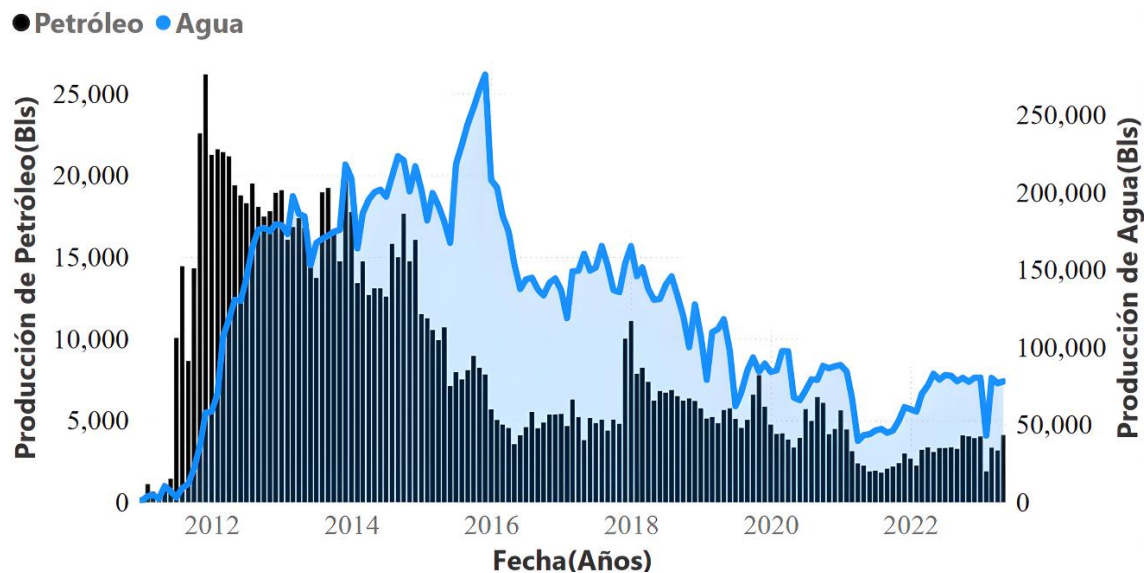
Nota. Tomado de Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos de la ANH en 2012.

Las propiedades petrofísicas de los miembros arenosos exhiben una marcada heterogeneidad, con permeabilidades que oscilan entre 0.05 y 10 Darcy y porosidades entre 0.13 y 0.33 (Prentt et al., 2010; Florez et al., 2012; Gonzalez et al., 2014; Prieto et al., 2015). Estas variaciones controlan la distribución de los fluidos, las zonas de mayor movilidad relativa del agua y la tendencia al desarrollo de flujos preferenciales.

El área cuenta con trece pozos verticales rodeados por cincuenta y tres pozos horizontales con estatus activo, inactivo o abandonado, cuya distribución espacial se presenta en la Figura 4.

Figura 4.
Distribución de los pozos verticales en sector de análisis


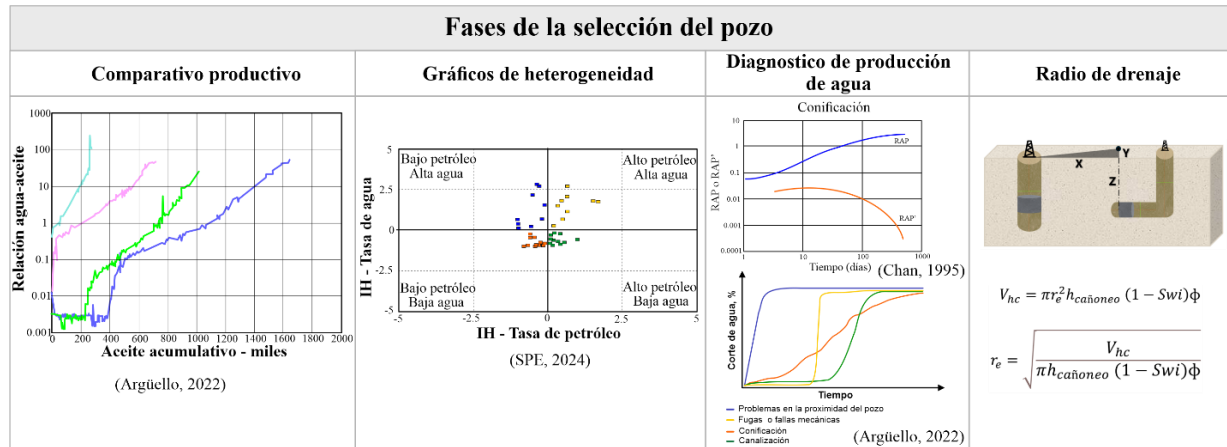
La evaluación histórica de los pozos verticales reflejó un incremento progresivo de la producción de agua y una reducción temprana de la producción de aceite, lo cual es especialmente crítico en yacimientos con crudos pesados y acuíferos activos, como ocurre en amplios sectores de la cuenca de los Llanos Orientales. (Figura 5).

Figura 5.
Historial de producción de fluidos de los pozos verticales del sector


Estos comportamientos sugieren tendencias productivas diferenciadas, las cuales los hacen improductivos en diferentes instantes. Patrones que pueden ser explicados a través del diagnóstico

de fenómenos como conificación inducida por altas caídas de presión, canalización entre capas de diferente permeabilidad, comunicación mecánica por fallos en empaques, o ascenso vertical preferencial a través de zonas de alta movilidad (Bailey et al., 2000). Mecanismos que requieren de técnicas específicas de análisis para su reconocimiento y cuantificación. Dada esta variedad de mecanismos, se adaptó la metodología de Vernaza (2024) al caso de estudio, estructurándose cuatro etapas para la selección del pozo candidato con problemas de conificación. Metodología ilustrada en la Figura 6.

Figura 6.
Metodología de selección del pozo candidato



Este flujo de trabajo está compuesto por el análisis comparativo de la producción, la determinación de los índices de heterogeneidad para identificar los pozos con producción por debajo del promedio, la aplicación de gráficos diagnósticos haciendo uso del comportamiento de la derivada de la relación agua-aceite (RAP) propuesto por Chan (1995), o el comportamiento cartesiano del RAP en el tiempo, modificado de Argüello (2022), para finalmente, calcular el radio máximo de drenaje sin interferencia.

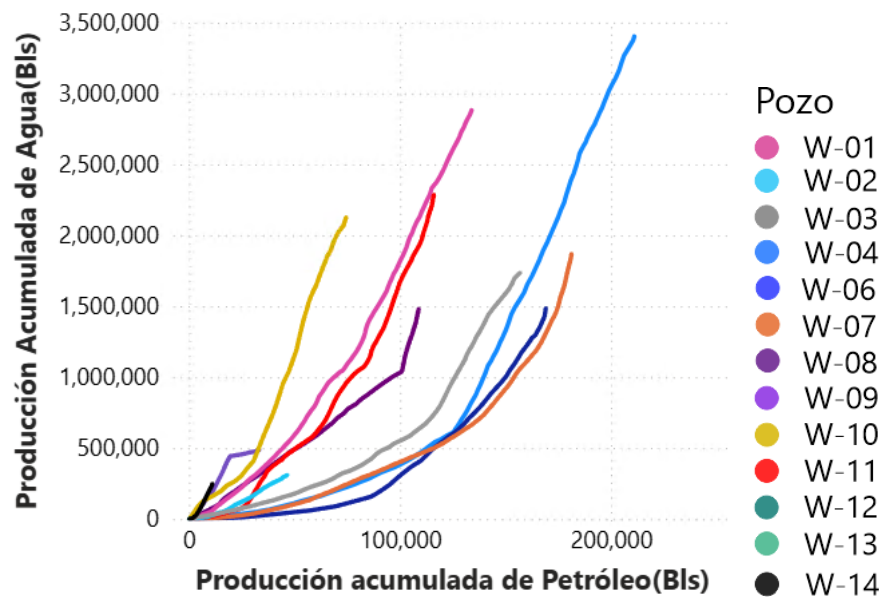
A continuación, se presenta el análisis productivo comparativo como primer paso en la selección del pozo candidato.

3.2. Comparativo productivo

Inicialmente, la producción acumulada de agua y aceite, así como la relación agua-aceite (RAP) de los 13 pozos verticales fueron comparadas entre sí. Constituyéndose los gráficos de las Figuras 7 y 8, para de esta forma identificar aquellos pozos con mayor dificultad en el manejo de la producción de agua respecto al total de la muestra.

Figura 7.

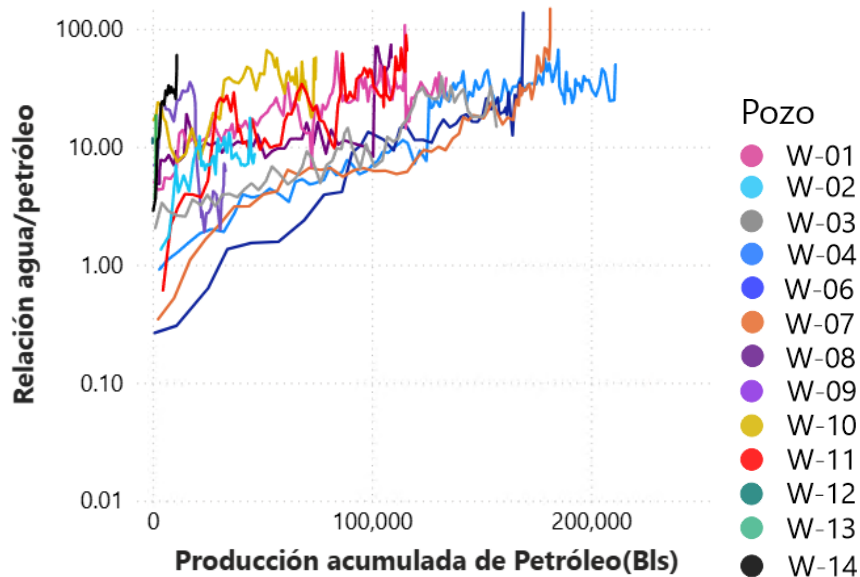
Gráfico comparativo entre la producción fiscalizada acumulada de agua y aceite de los pozos verticales.



En la Figura 7 se observa que los pozos W-01 y W-04 presentan los mayores volúmenes de agua producida, superando los 2,500,000 Bbl (2.5MM), acompañados de una producción de aceite superior a 100,000 Bbl. Sin embargo, a pesar de que ambos comparten patrones de alta producción de agua, su estatus operativo difiere: W-01 activo para el 2025, mientras que W-04 se encuentra inactivo desde el 2021.

Figura 8.

Gráfico comparativo de la relación agua/petróleo versus la producción acumulada de petróleo.



Por su parte, según el comportamiento del RAP en el tiempo de la Figura 8, se observan rápidos ascensos de esta variable en los pozos del sector de análisis. En particular, los pozos W-06 y W-07 presentan picos de RAP superiores a 100, reflejando un deterioro acelerado en su desempeño productivo, además de compartir el estatus de abandonado desde el 2019 y 2017, respectivamente.

En conjunto, estos resultados permiten establecer que el motivo principal de abandono e inactividad de los pozos es debido al vertiginoso aumento de la producción de agua. Estatus que se mantiene desde hace más de cuatro años en los pozos analizados del sector.

3.3. Índice de heterogeneidad

El índice de heterogeneidad (HI), propuesto por Reese (1996), es una herramienta diagnóstica que permite comparar el desempeño individual de los pozos frente al comportamiento promedio del grupo al que pertenecen. Este índice según Sandoval (2013), cuantifica desviaciones positivas o negativas en propiedades productivas como la tasa de agua o de aceite, facilitando la identificación de pozos con sobre-desempeño o sub-desempeño. En campos maduros, su principal

utilidad radica en detectar pozos con producción excesiva de agua o con eficiencia reducida, los cuales pueden constituir candidatos potenciales para intervenciones (Ayala et al., 2020).

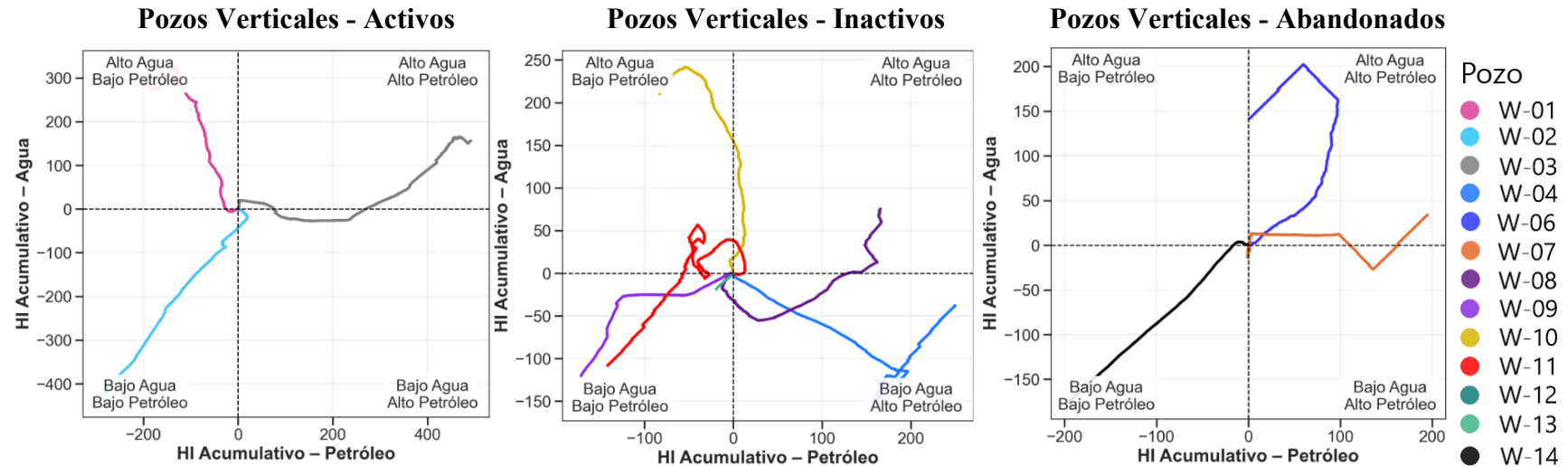
El HI se calcula mediante la ecuación (1), que relaciona el valor de la propiedad del pozo con el valor promedio del grupo:

$$HI = \frac{\text{Valor de la propiedad en el pozo } X}{\text{Valor promedio de la propiedad en el grupo } X} - 1 \quad (1)$$

Para aplicar esta metodología, primero se clasificaron los pozos según su estatus operativo, conformándose tres subgrupos: activos, inactivos y abandonados. Posteriormente, se calculó el índice de heterogeneidad del agua y del aceite a lo largo del tiempo para cada subgrupo, generándose un gráfico por estatus (Figura 9).

Figura 9.

Gráficos de índice de heterogeneidad por cada subgrupo



Estos gráficos permiten visualizar las anomalías relativas del comportamiento productivo y, en particular, identificar pozos ubicados en el cuadrante correspondiente a alta producción de agua y baja producción de aceite, condición típica de pozos candidatos para estudios de control de agua.

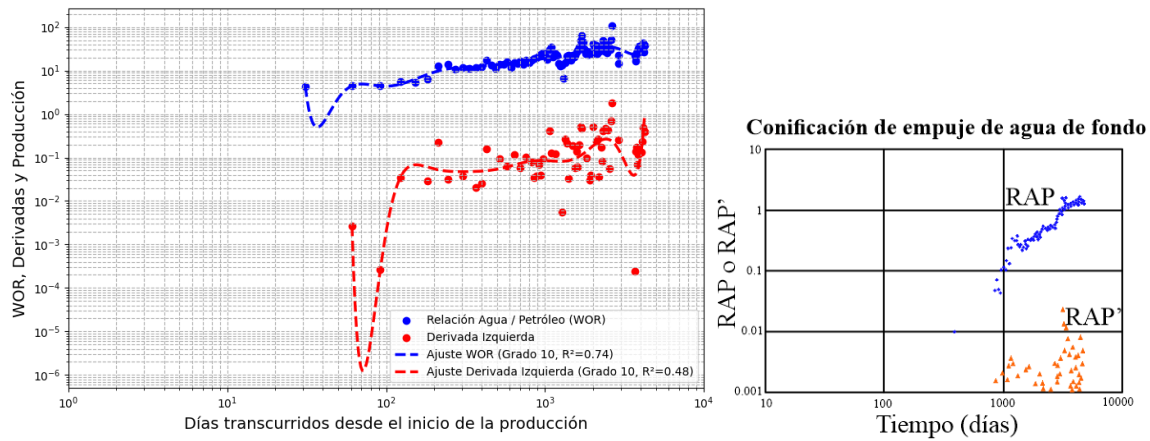
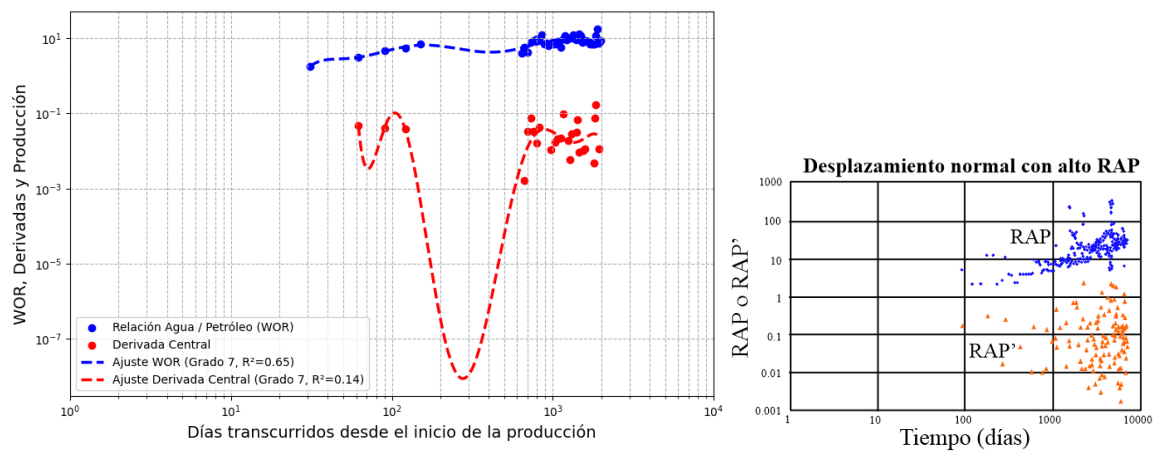
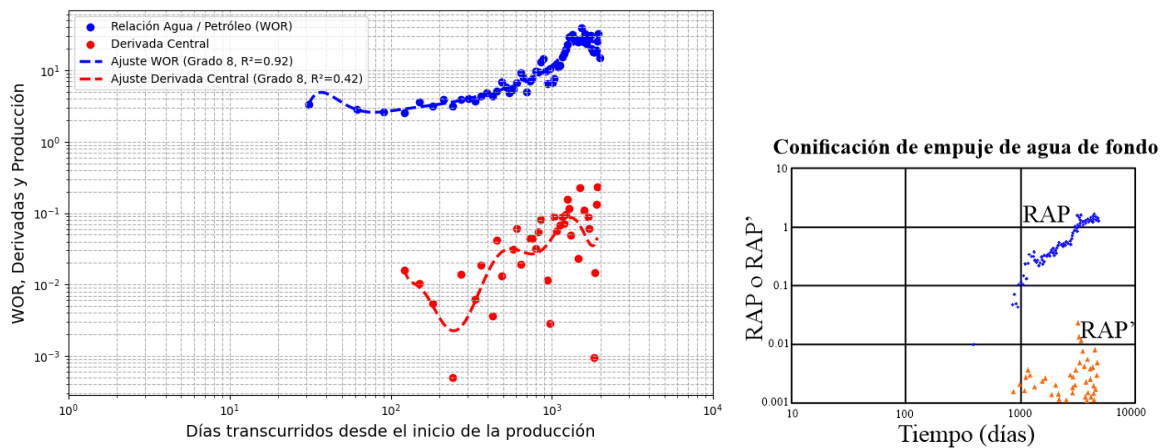
Según como se observa en la Figura 9, un número limitado de pozos pertenece al primer cuadrante. Entre estos el pozo W-01 en el subgrupo de activos y el pozo W-10 en el subgrupo de inactivos, pozo inactivo desde el 2018.

En este sentido, al evidenciarse que los pozos inactivos y abandonados no reportan datos productivos desde hace más de cinco años y esta prolongada inactividad los harían inviables como prospectos a intervenir para la aplicación del tratamiento de control de agua a través de geles poliméricos. Se descartan los cuatro pozos abandonados y los seis pozos inactivos, continuando el proceso de selección, exclusivamente con los tres pozos verticales activos, W-01, W-02 y W-03.

3.4. Diagnóstico de producción de agua

Para la tercera fase se estructuró un código en Python para la generación de gráficos de Chan (1995) en colaboración con Martínez & Rojas (2025), trabajando con los datos de producción previamente filtrados. A través de este código se llevó a cabo la selección del método más representativo para el cálculo de la derivada (derecha, izquierda y central), la elección del grado del polinomio de la línea de ajuste respecto con los datos (grados 1 a 10) y la determinación de las métricas de evaluación del modelo de regresión.

Una vez ejecutado el código en los pozos W-01, W-02 y W-03, se diagnostican los problemas de conificación de empuje de agua de fondo y desplazamiento normal con alto RAP (Figuras 10 a 12).

Figura 10.
Diagnóstico de causa de producción de agua del pozo W-01

Figura 11.
Diagnóstico de causa de producción de agua del pozo W-02

Figura 12.
Diagnóstico de causa de producción de agua del pozo W-03


Según las métricas de evaluación de los modelos de tendencia de la Tabla 1, se observa un coeficiente de determinación (R^2) superior al 0.65 en la representación del comportamiento de los datos del RAP; mientras la derivada presenta valores inferiores a 0.5, esto al ser una variable de gran fluctuación y mayor sensibilidad. No obstante, al contrastar estos modelos con las métricas del error medio absoluto (MAE) y la raíz del error cuadrático medio (RSME), se continúa evidenciando una alta representación de los modelos del RAP con un error promedio inferior a 0.12%; mientras para la derivada, el error promedio por paso temporal es inferior al 0.5%, aunque con presencia de errores extremos, al ser el $RMSE > MAE$. Datos extremos que no pueden ser eliminados de la tendencia al representar el comportamiento de los fluidos medidos en cada pozo. Condición que limita el alcance de mejores ajustes en los modelos de regresión aplicados a la derivada.

Tabla 1.

Métricas de evaluación de las líneas de regresión del RAP y derivada en los tres pozos

Pozo	Variable	Método	Grado	R^2	RMSE	MAE
W-01	RAP	-	10	0.74	0.12	0.08
W-01	Derivada	Izquierda	10	0.48	0.49	0.35
W-02	RAP	-	7	0.65	0.10	0.07
W-02	Derivada	Central	7	0.14	0.40	0.33
W-03	RAP	-	8	0.92	0.10	0.07
W-03	Derivada	Central	8	0.42	0.47	0.33

Adicionalmente, se evaluó la técnica diagnóstica propuesta por Argüello (2022), la cual utiliza el corte de agua como variable principal para identificar patrones de incremento en la producción de agua y así establecer la causa probable del fenómeno. Si bien esta técnica comparte el mismo propósito que la metodología de Chan (1995), al analizar tendencias para diagnosticar

mecanismos como conificación, canalización o comunicación mecánica, su aplicación presenta limitaciones ante altos valores de producción.

En estos periodos, el corte de agua suele aproximarse a 1, lo que reduce de manera significativa la capacidad del gráfico para reflejar cambios reales en el comportamiento del pozo. Este efecto de saturación atenúa visualmente cualquier variación en las tasas de agua, dificultando la identificación de patrones relevantes para el diagnóstico.

Por esta razón, en este estudio se optó por sustituir el corte de agua por el RAP, dado que esta variable mantiene una mayor sensibilidad a los cambios en la dinámica agua–aceite, incluso en pozos con altos volúmenes de agua producida. Permitiendo así capturar con mayor claridad incrementos abruptos y transitorios asociados a cualquier fenómeno, además de proporcionar un diagnóstico más robusto y menos susceptible al enmascaramiento del verdadero.

Tomando la base de datos productiva y eliminando valores atípicos en los datos, se construyeron los gráficos del RAP en cada paso de tiempo para los tres pozos. Gráficas ilustradas en las Figuras 13 a 15.

Figura 13.

Grafica diagnostica del comportamiento del RAP en el tiempo del pozo W-01

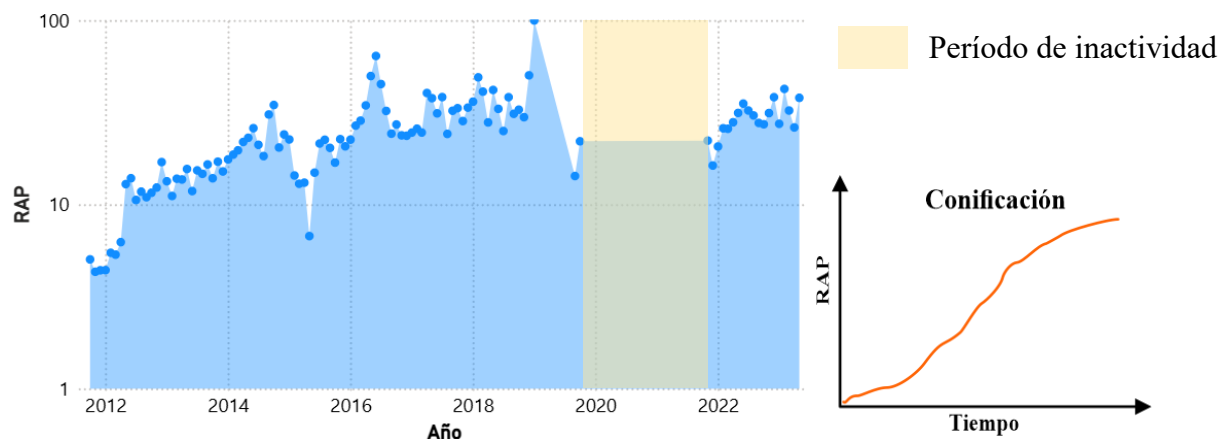
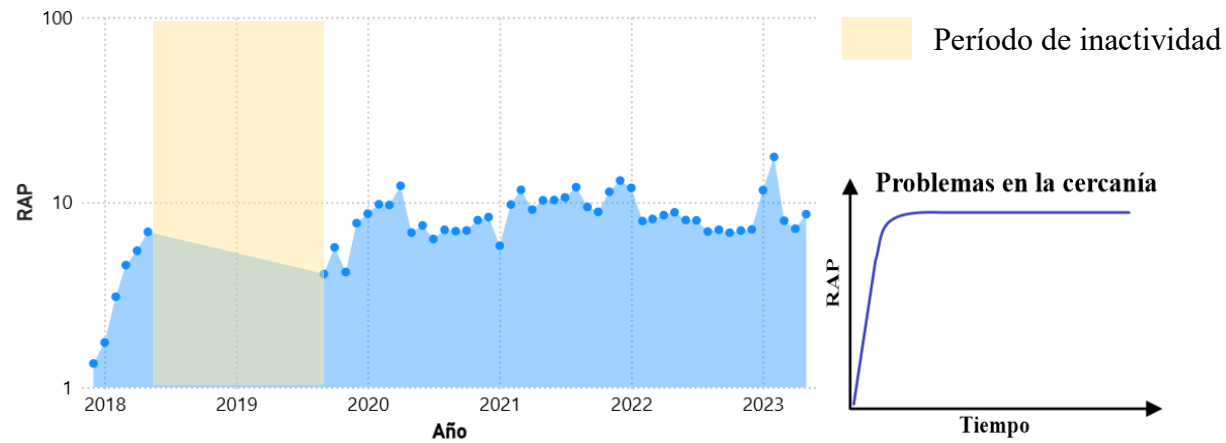
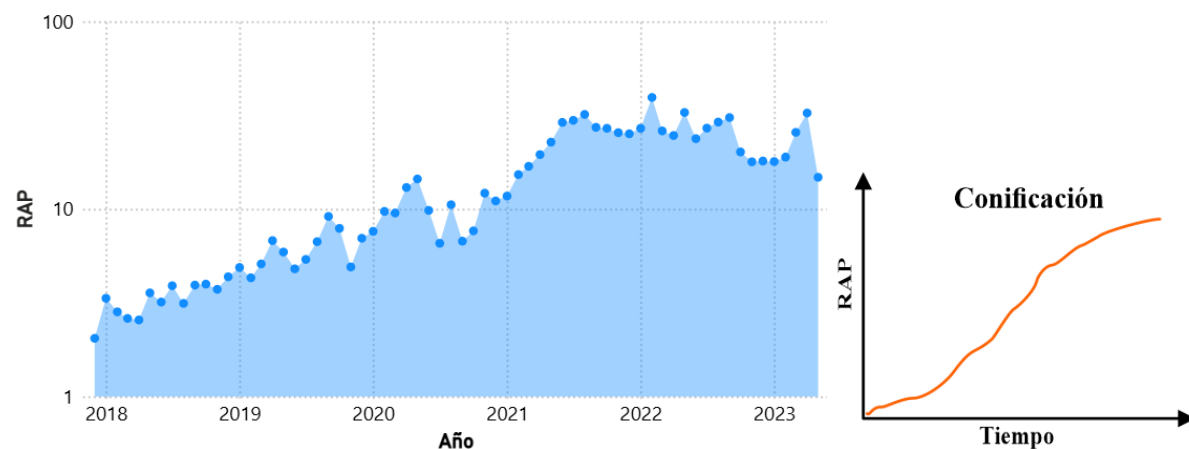


Figura 14.

Grafica diagnostica del comportamiento del RAP en el tiempo del pozo W-02


Figura 15.

Grafica diagnostica del comportamiento del RAP en el tiempo del pozo W-03



La aplicación de la técnica de diagnóstico modificada de Argüello (2022) basada en el comportamiento del RAP vs tiempo, evidenció convergencias con el diagnostico obtenido mediante la metodología de Chan (1995), tal y como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2.

Comparativa entre las técnicas diagnósticas de Chan y Argüello modificada

Pozo	Chan	Argüello modificada
W-01	Conificación de empuje de agua	Conificación
W-02	Desplazamiento normal	Problemas en la cercanía
W-03	Conificación de empuje de agua	Conificación

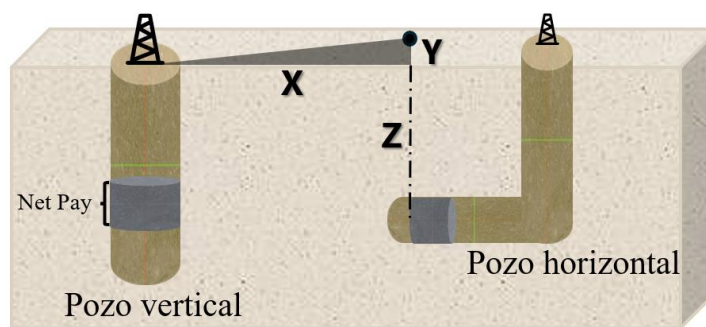
En ambos enfoques se identificó la presencia de conificación en los pozos W-01 y W-03, lo que evidencia consistencia en el diagnóstico de estos casos. No obstante, en el pozo W-02 se observaron discrepancias, mientras que la metodología de Chan sugiere un desplazamiento normal, el análisis por Argüello modificado indicó la presencia de ligeros problemas en la cercanía al pozo. Esta divergencia podría estar asociada a la reducida producción del pozo y a condiciones locales de heterogeneidad, lo que resalta la mayor sensibilidad de la técnica basada en RAP para detectar comportamientos anómalos que pueden pasar inadvertidos al utilizarse otra variable como referencia.

3.5. Radio de drenaje

Como etapa final del proceso de selección de pozos, se determinó el radio teórico máximo de drenaje que evita interferencias con los pozos horizontales circundantes a cada pozo vertical, junto con la estimación de las reservas remanentes de cada uno. Para esto se aplicó una metodología de análisis volumétrico (Figura 16).

Figura 16.

Determinación de la distancia límite de cada pozo vertical respecto con los pozos horizontales adyacentes



El procedimiento se desarrolló bajo la suposición de una geometría porosa cilíndrica, descrita en la ecuación 2, en la cual las áreas de drenaje de los pozos adyacentes no se superponen, con el fin de determinar el radio máximo de drenaje de cada pozo vertical. Nomenclatura especificada en la sección de glosario.

$$V_{hc} = A_e h_{Net Pay} (1 - S_{wi}) \phi = \pi r_e^2 h_{Net Pay} (1 - S_{wi}) \phi \quad (2)$$

En cada pozo vertical se identificó la menor distancia con respecto al pozo horizontal perteneciente al mismo clúster. Este valor se dividió por la mitad para definir el radio teórico máximo de drenaje y, a partir de él, se calculó el área de drenaje correspondiente (Tabla 3). Los resultados indican que el pozo W-01 presenta el mayor radio y área de drenaje disponible para producción, mientras que el pozo W-03 exhibe el menor valor de área debido a su proximidad a un pozo horizontal del mismo clúster.

Tabla 3.

Dimensiones de drenaje estimativas de los tres pozos verticales activos

Pozo	Distancia límite, ft	re, ft	Ae, ft ²	Ae, acres
W-01	1893.12	946.56	2814791.10	64.62
W-02	1296.53	648.27	1320246.49	30.31
W-03	844.24	422.12	559785.61	12.85

Nota. re: radio de drenaje, Ae: área de drenaje.

Con estos parámetros se procedió a estimar el volumen de hidrocarburos en sitio (OOIP_Vol) empleando la ecuación 2, el *Net Pay* reportado por la empresa operadora para cada pozo, un valor promedio de porosidad derivado de los registros de pozo y la saturación inicial de agua determinada mediante registros de resonancia magnética nuclear (Tabla 4).

Tabla 4.

Volúmenes de hidrocarburos presentes y remanentes de cada pozo

Pozo	OOIP_Vol, MBbl	Volumen remanente, MBbl
W-01	1814.3	1680.4
W-02	1106.3	1059.7
W-03	252.5	95.7

Estos resultados ubican al pozo W-01 como aquel con mayor proyección productiva de los tres pozos analizados, con volúmenes remanentes de aproximadamente 1680.4 MBbl.

3.6. Selección del pozo candidato a intervención

Luego de concluir los análisis productivos, las evaluaciones diagnósticas y los cálculos del radio productivo de cada pozo, los resultados se sintetizan en la Tabla 5.

Tabla 5.

Resumen de las variables analizadas para la selección del pozo

Pozo	Wp, MBbl	Np, MBbl	HI	Diagnóstico	re, ft
W-01	2880	133.9	Alto agua - Baja petróleo	Conificación	946.56
W-02	309	46.5	Bajo agua - Bajo petróleo	Desplazamiento normal/ problemas en la cercanía	648.27
W-03	1697	156.8	Alto petróleo - Alto agua	Conificación	422.12

Nota. re: radio de drenaje, HI: índice de heterogeneidad, Np: producción acumulada de petróleo y Wp: producción acumulada de agua.

El pozo W-01 se selecciona como el mejor candidato para intervención, al presentar una producción acumulada de agua de 2880 MBbl atribuida a fenómenos de conificación, una producción de petróleo relativamente baja (133.9 MBbl) y el mayor radio de drenaje teórico dentro del conjunto de pozos evaluados.

4. Caso base de simulación

El desarrollo del modelo conceptual del pozo W-01 constituyó un paso fundamental para cuantificar la intrusión de agua procedente del acuífero y establecer las condiciones iniciales del caso base de simulación. En este capítulo se presenta de manera estructurada el proceso de construcción, calibración y validación del modelo, articulando la información petrofísica, el comportamiento de los fluidos y las condiciones operativas bajo las cuales ha producido el pozo seleccionado. Todo esto se integra con el fin de reproducir numéricamente el fenómeno de influjo de agua mediante técnicas analíticas y numéricas, en concordancia con el objetivo específico 2 de la investigación.

El proceso inició con la definición del modelo estático, elaborado a partir de la interpretación detallada de los registros de pozo y datos de núcleo, desde los cuales se estimaron el volumen de arcilla, la porosidad, la permeabilidad y el espesor efectivo de análisis. Posteriormente, se estableció el modelo de fluidos, el cual fue verificado con la información PVT disponible para el campo. La interacción roca-fluido se caracterizó mediante la selección de curvas de permeabilidad relativa compatibles con las saturaciones y las propiedades del yacimiento. Asimismo, se incorporaron las condiciones límite de flujo y el estado mecánico del pozo, necesarios para representar adecuadamente su desempeño histórico.

Finalmente, se abordó el modelamiento del influjo de agua mediante metodologías numéricas y analíticas, es decir, balance de materia, Hurst-Everdingen, Carter-Tracy y Fetkovitch, cuyo análisis comparativo permitió seleccionar el método más representativo del comportamiento observado. Con esta información se construyeron varios escenarios de cotejo histórico, a partir de los cuales se definió el caso base de simulación a utilizar para la inyección de geles.

4.1. Modelo estático

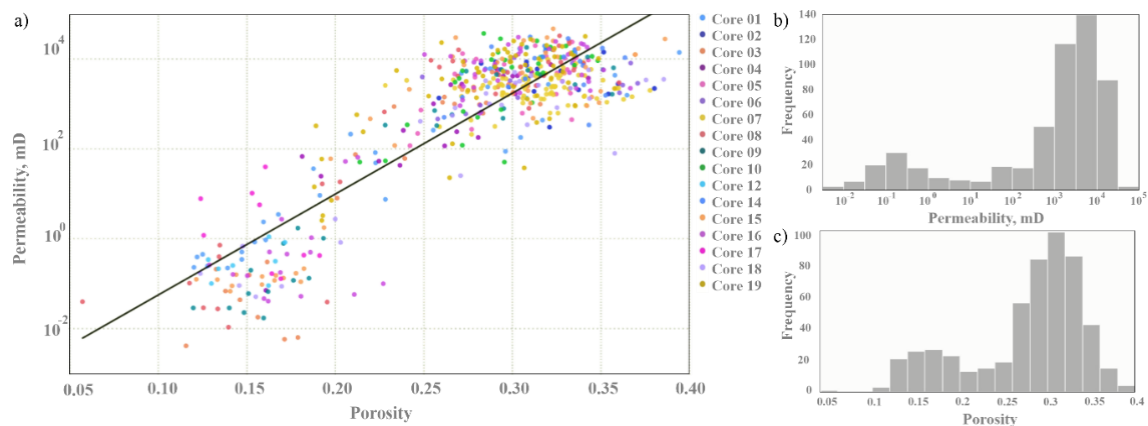
La construcción del modelo estático se fundamentó en registros básicos y especiales de pozo, análisis de difracción de rayos X (DRX) y mediciones de rutina en núcleos (RCAL). Estos insumos sirvieron como datos de entrada para la aplicación de modelos analíticos, correlaciones estadísticas y metodologías de identificación de unidades de flujo, técnicas que fueron integradas en la elaboración de modelos petrofísicos unidimensionales (1D). Los modelos petrofísicos se calibraron con datos de núcleo, seleccionando como pozos de referencia el pozo W-14 para la determinación del modelo de volumen de arcilla (Vsh) y el pozo W-5 para los modelos de porosidad y permeabilidad. Pozos en los cuales se disponía tanto de registros como de medición en núcleo.

4.1.1. Interpretación de registros de pozos

En primer lugar, se recopiló la información de porosidad y permeabilidad en núcleos de la Formación Carbonera, filtrando los datos a través de un análisis exploratorio (EDA) y, posteriormente, se identificaron los patrones de distribución de forma independiente y correlacional de la porosidad y permeabilidad (Figura 17).

Figura 17.

Datos de porosidad y permeabilidad de la prueba RCAL refinados mediante análisis EDA



Nota. a) Relación porosidad-permeabilidad, b) histograma del logaritmo de la permeabilidad y c) histograma de la porosidad.

Como se observa en la Figura 17, los resultados evidenciaron una distribución estadística bimodal en ambas variables, visible tanto en la gráfica de correlación como en los histogramas individuales. Datos a través de los cuales se determinó una correlación estadística de la porosidad y permeabilidad, la cual fue evaluada durante el modelamiento de la permeabilidad.

- Modelos de Vsh

Una vez filtrados y analizados los datos se procedió con la selección del modelamiento del volumen de arcilla (Vsh), evaluando indicadores simples y combinados, así como aproximaciones numéricas derivadas de interpretación de registros de pozo. Expresiones matemáticas descritas en las ecuaciones 3 a 8, siendo su nomenclatura especificada en la sección de glosario.

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{sh} - GR_{min}} \quad (3)$$

$$V_{sh} = \sqrt{\frac{R_{sh}}{R_t}} \quad (4)$$

$$V_{sh} = \frac{\phi_N}{\phi_{Nsh}} \quad (5)$$

$$V_{sh} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (6)$$

Entre los modelos alternativos utilizados para la estimación del Vsh, se encuentra el propuesto por Clavier et al. (1971), desarrollado a partir del análisis de registros de rayos gamma en formaciones arcillosas consolidadas. Este modelo introduce una corrección logarítmica que mejora la estimación de Vsh frente a los métodos lineales tradicionales, especialmente en intervalos con alta compactación.

La ecuación (7) resume las variables consideradas por Clavier para el cálculo del volumen de arcilla:

$$\textbf{Clavier} \quad V_{sh} = 1.7 - (3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2)^{1/2} \quad (7)$$

Donde I_{GR} corresponde al índice de rayos gamma normalizado.

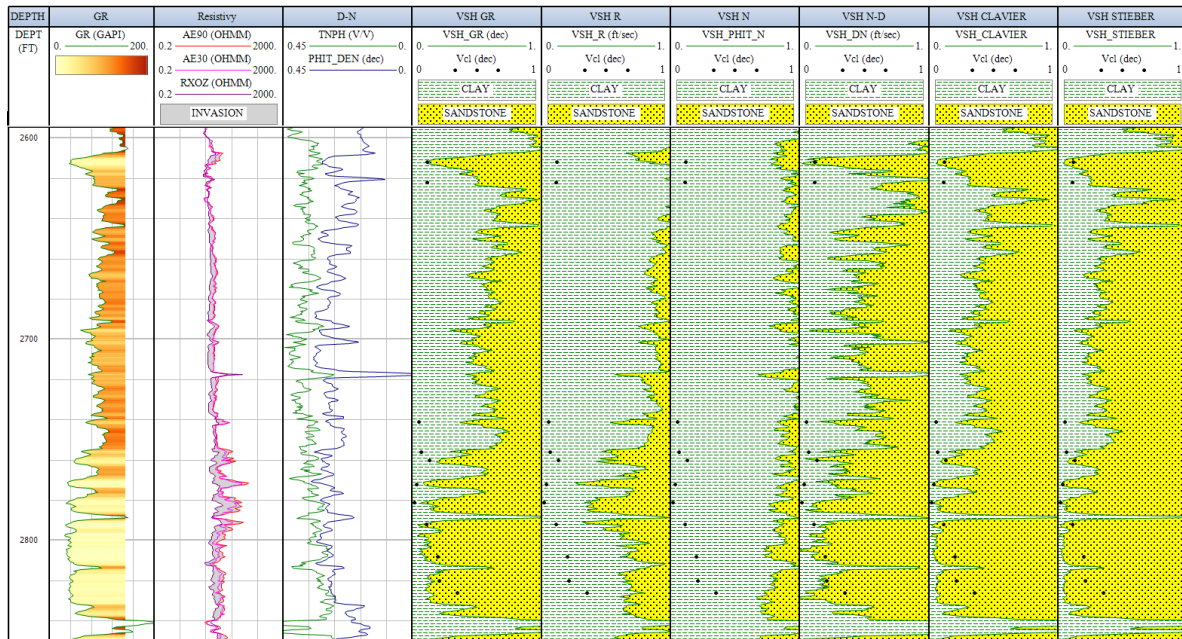
Por su parte, el modelo propuesto por Stieber (1970) consideró diferentes distribuciones de arcilla (intercalada, laminar o estructural), utilizando secuencias areno-arcillosas características de la costa del Golfo de Lousiana. Datos a través de los cuales planteó la expresión matemática para el cálculo del volumen de arcilla de la ecuación (8).

$$\textbf{Stieber} \quad V_{sh} = \frac{I_{GR} * 0.5}{1.5 - I_{GR}} \quad (8)$$

En este sentido, las tendencias resultantes de cada modelo fueron comparadas con las mediciones de DRX del pozo de referencia W-14, como se observa en la Figura 18.

Figura 18.

Correlación roca-registro para el modelamiento del Vsh en el pozo W-14



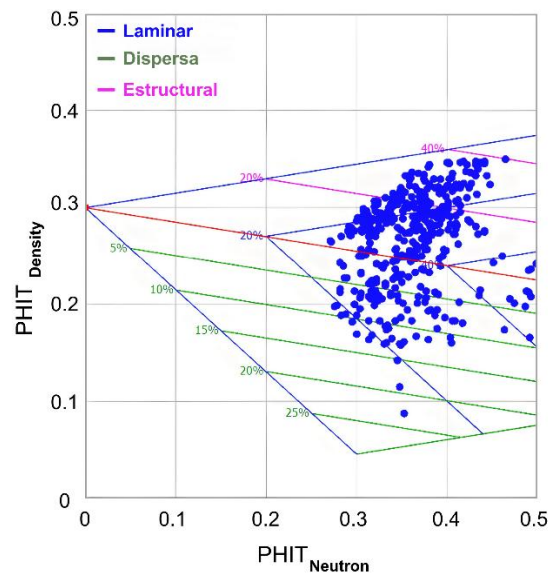
Nota. Track 1 muestra el registro de rayos gamma (GR), track 2 muestra los registros de resistividad y track 3 incluye los registros de densidad (línea azul) y neutrón (línea verde). Tracks 4 a 9 presentan diferentes modelos de volumen de arcilla (Vsh) (líneas verdes), con puntos negros que indican las mediciones mineralógicas obtenidas del análisis DRX.

La evaluación de los modelos de volumen de arcilla evidenció que el método de Stieber proporcionó la representación más coherente con las características petrofísicas del intervalo. Este

resultado se fundamenta en el análisis integrado de los modelos y el *cross-plot* Thomas–Stieber construido durante la interpretación (Figura 19), el cual permitió identificar que la arcilla presente en la Formación Carbonera se distribuye predominantemente en formas laminares y estructurales, con una contribución mínima de arcilla dispersa; un patrón coherente con el ambiente deposicional de la secuencia estratigráfica estudiada.

Figura 19.

Cross-plot Thomas-Stieber a partir de interpretación de registros



En este contexto, los modelos lineales convencionales tienden a subestimar el volumen de arcilla, al asumir distribuciones homogéneas o simplificadas que no representan adecuadamente la naturaleza del material arcilloso. Asimismo, el modelo de Clavier, aunque incorpora una corrección no lineal, está formulado para escenarios con arcilla distribuida de manera dispersa y con bajo contenido, condiciones que no corresponden al comportamiento identificado a lo largo de todo el intervalo.

- Modelos de porosidad

La porosidad total se estimó mediante los modelos basados en el registro de densidad y la combinación densidad–neutrón, definidos en las ecuaciones 9 y 10. A partir de estos valores, la

porosidad efectiva se determinó mediante la ecuación 11, la cual integra el modelo de porosidad total, la porosidad asignada al material arcilloso (ϕ_{Tsh}) y el volumen de arcilla estimado en la sección anterior (Schlumberger, 1991; Tiab & Ronaldson, 2011). Nomenclatura especificada en la sección de glosario.

$$PHIT_{Density} = \phi_{TD} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (9)$$

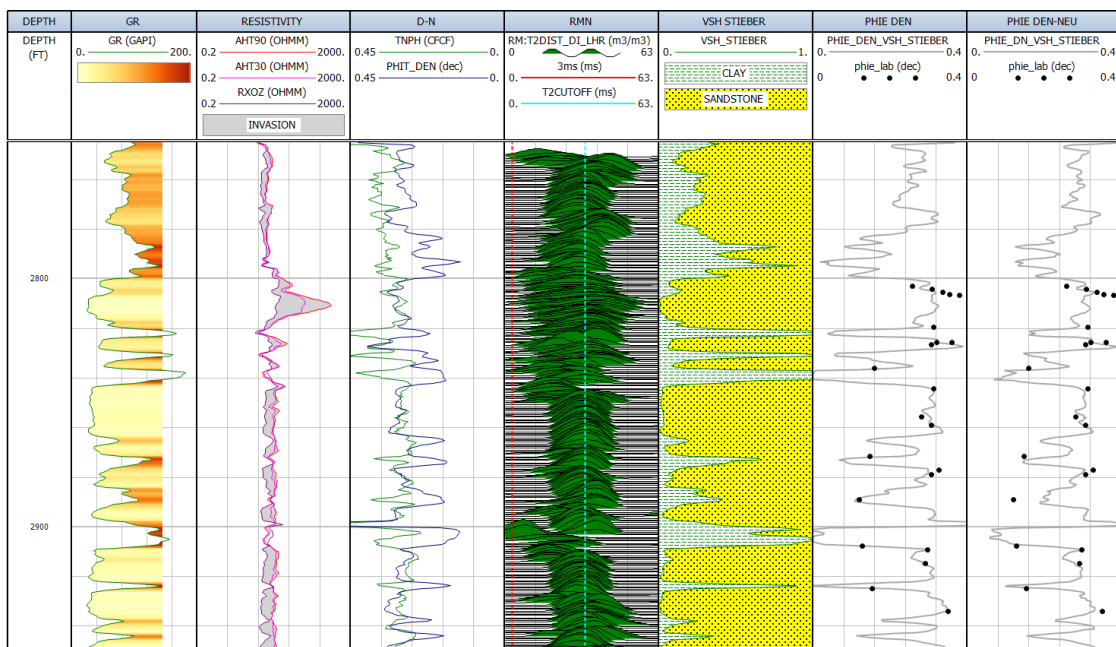
$$PHIT_{Density-Neutron} = \phi_{TDN} = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (10)$$

$$PHIE = \phi_e = \phi_T - \phi_{Tsh} * V_{sh} \quad (11)$$

Dado que el pozo W-05 no cuenta con mediciones mineralógicas, la estimación de V_{sh} se fundamentó en el modelo de Stieber, validado mediante los datos de núcleo RCAL y el registro de resonancia magnética nuclear presentado en el *Track 4* (Figura 20). Este contraste permitió evaluar la coherencia entre la respuesta de los registros y la distribución T_2 del fluido en el espacio poroso.

Figura 20.

Correlación roca-registro para el modelamiento de la porosidad en el pozo W-05



Nota. Track 1 muestra el registro de rayos gamma, seguido del track 2 con las respuestas de resistividad. Track 3 muestra los registros de densidad (línea azul) y neutrón (línea verde),

mientras track 4 muestra el registro de resonancia magnética nuclear (RMN), destacando la distribución T2 en agua y la línea de corte de 3 ms en rojo, que marca el inicio del agua ligada a la arcilla. track 5 muestra el modelo de volumen de arcilla calculado utilizando el enfoque de Stieber y, finalmente, los tracks 6 y 7 ilustran los modelos de porosidad efectiva evaluados, con los puntos negros que representan los datos del núcleo RCAL utilizados para la comparación.

La comparación de los modelos evaluados muestra que la porosidad derivada del registro de densidad (Track 6) constituye la representación más fiable para el intervalo analizado. Este modelo reproduce con mayor consistencia los valores extremos observados en los datos de núcleo, tanto en zonas de mayor compactación como en las secciones de mayor limpieza y desarrollo de porosidad, lo cual no se logró con la combinación densidad–neutrón, que presentó desviaciones sistemáticas en los segmentos más arcillosos del intervalo.

- Modelos de permeabilidad

Para el modelamiento de la permeabilidad se emplearon los métodos empíricos de Timur (1968) y la correlación de Morris-Bigg (1967), descritos en la ecuación 12 y la Tabla 6 (Ahmed, 2010a). Adicionalmente, se realizaron análisis estadísticos de la relación log k vs porosidad (Figura 17a) y se clasificaron los tipos de roca mediante la determinación de unidades de flujo.

$$K = a * \frac{PHIE^b}{Sw_i^c} \quad (12)$$

Tabla 6.

Parámetros asociados a cada método de determinación de la permeabilidad

Model	a	b	c
Morris-Bigg	62500	6.0	2.0
Timur	8581	4.4	2.0

Note. Chart K3 (Schlumberger, 1991)

Una vez ejecutada la metodología de Amaefule et al. (1988), se identificaron cuatro unidades de flujo a partir de las mediciones de permeabilidad con corrección Klinkenberg y porosidad de muestras de núcleos, tal como se observa en la Figura 21. Con base en esta

clasificación, se estableció la correlación entre permeabilidad y porosidad para cada tipo de roca, comparándola con los modelos de Timur, Morris-Bigg y la correlación global, así como con las mediciones de RCAL en el pozo de referencia W-05 (Figura 22).

Figura 21.
Crossplot de la permeabilidad y porosidad con clasificación de unidades de flujo utilizando la metodología de Amaefule et al. (1988)

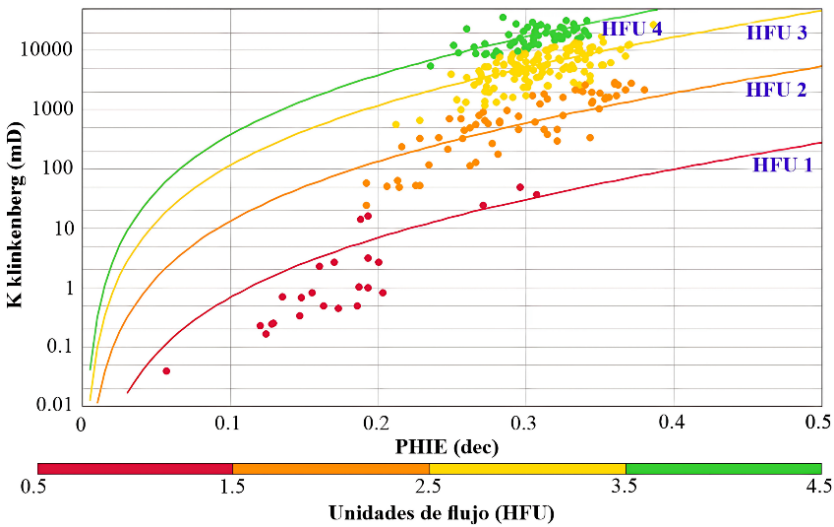
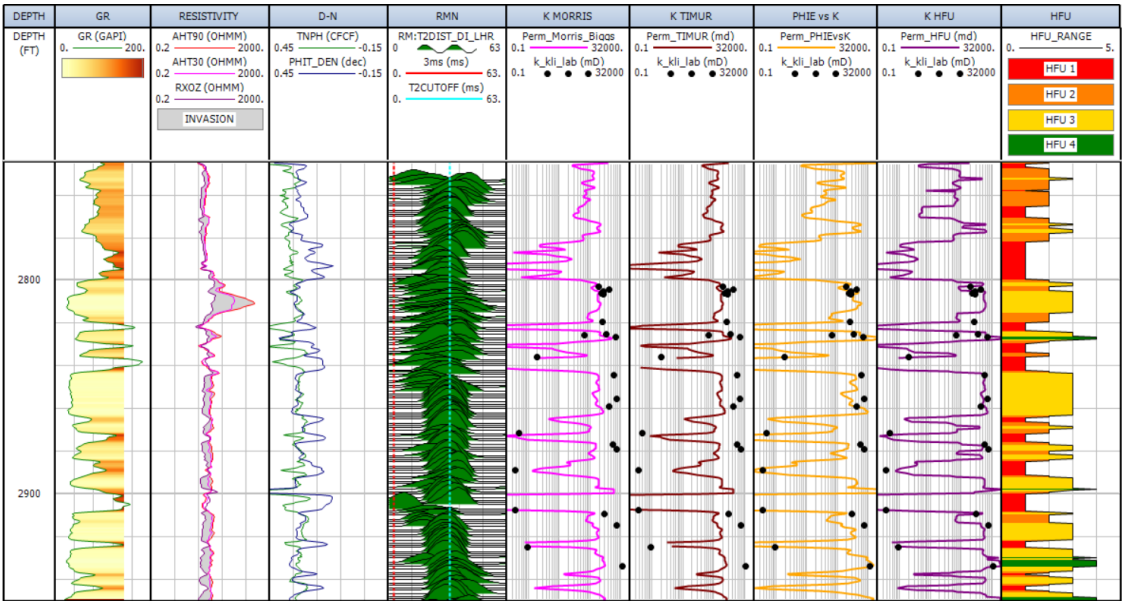


Figura 22.
Correlación roca-registro para el modelamiento de la permeabilidad en el pozo W-05



Nota. Track 1 muestra el registro de rayos gamma, seguido del track 2 con respuestas de resistividad superficial y profunda. Track 3 presenta el registro de densidad (azul) y el registro de porosidad neutrón (verde). Track 4 muestra el registro de resonancia magnética nuclear (RMN),

incluyendo la distribución T_2 en verde y la línea de corte de 3 ms en rojo, que indica el límite del agua ligada a la arcilla. Tracks 5 a 8 ilustran los diferentes modelos de permeabilidad evaluados, con puntos negros que representan los datos del núcleo RCAL para la calibración. Por último, el track 9 define cuatro unidades de flujo hidráulico (HFU).

La Figura 22 evidencia una marcada intercalación de arcillas en distintos estratos, asociada a rocas de baja calidad y permeabilidades menores a 10 mD. Esta interpretación se reforzó con el comportamiento alternante de las crestas del registro de resonancia magnética en el *Track 4*, cuya distribución alcanza los 3 ms en diferentes secciones del estrato, rango a partir del cual se identifica la presencia de agua ligada a cuerpos arcillosos (Acosta, 2008). Comportamiento que valida el modelamiento de la permeabilidad a través de la clasificación de unidades de flujo.

De esta forma, al ser definidos los modelos representativos del volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad, se procedió a replicar estos modelos en el pozo W-01 seleccionado.

4.1.2. Espesor de análisis

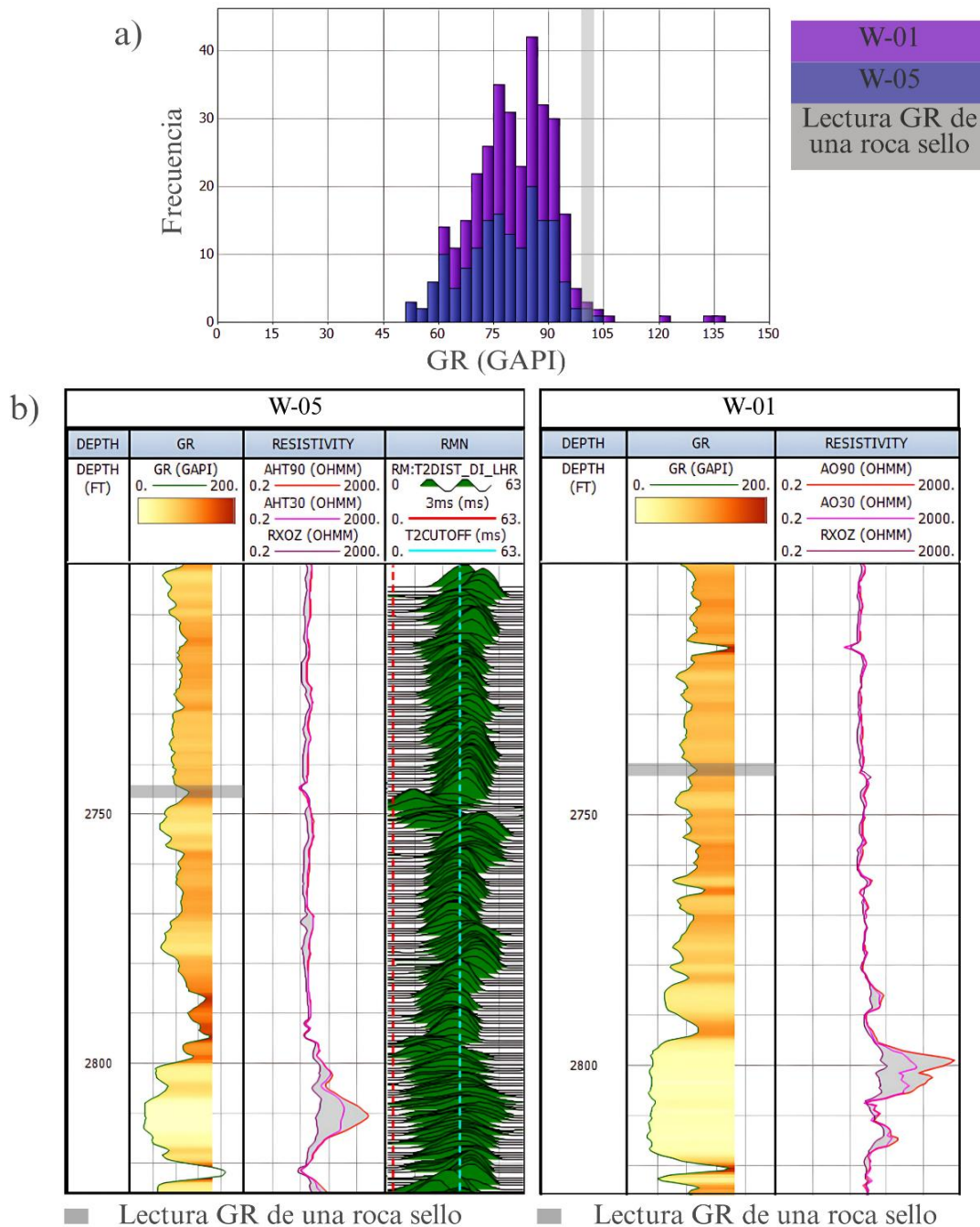
Con el fin de restringir las fuentes de aporte de fluidos en el modelo de simulación, además del acuífero de fondo presente, se delimitó el espesor de análisis para identificar posibles sellos volumétricos. Para esto, se correlacionó el comportamiento de los registros de resonancia magnética nuclear (RMN) y Rayos Gamma (GR) del pozo W-05 con el registro GR del pozo en estudio (W-01), buscando lecturas características o concordantes que revelaran la presencia de barreras al flujo.

En este contexto, el registro de RMN permitió diferenciar fluidos móviles de inmóviles, con base en la posición de la cresta a la derecha o izquierda del punto de corte T_2 (Acosta, 2008), evidenciándose a una profundidad aproximada de 2750 ft una marcada presencia de agua inmóvil asociada a arcillas y efectos capilares, con lecturas cercanas a 100 gAPI. Mientras en el pozo W-01, una respuesta similar de GR, con poca variabilidad de la resistividad, se identificó a una

profundidad cercana a 10 ft por encima, tal como se indica con la franja gris del histograma de GR y las columnas de los pozos W-01 y W-05 presentadas en las secciones a y b de la Figura 23.

Figura 23.

Determinación de sellos volumétricos en el pozo W-01 según correlación con el pozo de referencia W-05

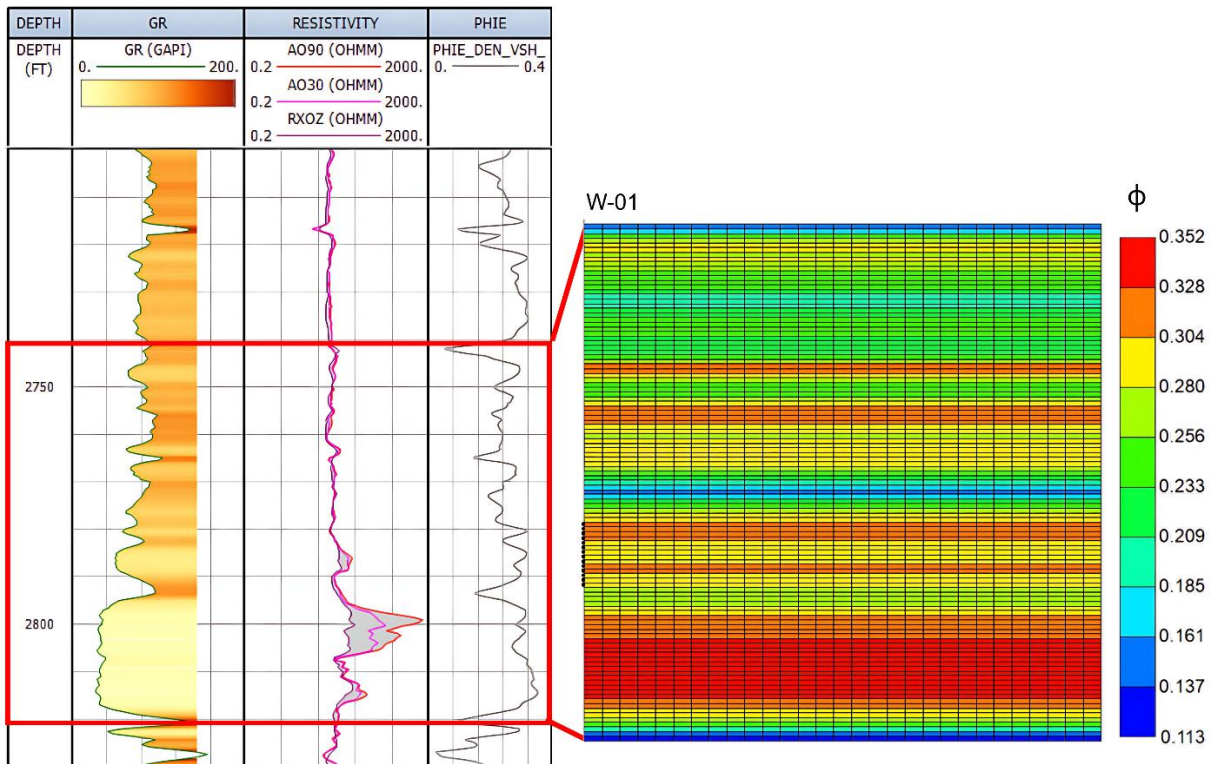


Nota. a) Histograma de lecturas del registro GR de los pozos W-01 y W-05, b) Comparativo de lecturas de los registros GR, resistivos y RMN entre los pozos W-01 y W-05.

Por su parte, la delimitación inferior correspondió a una zona de alta presencia de arcilla, interpretada como un sello volumétrico, a partir de lo cual se definió un espesor total de 79 ft, valor acorde a los datos reportados por la empresa operadora en este campo (Figura 24).

Figura 24.

Modelo de simulación base del pozo W-01



Una vez definidos el espesor de análisis y los modelos petrofísicos, los datos se organizaron en una malla cilíndrica con un radio de 946.56 ft, discretizada en 30 celdas radiales y 159 celdas verticales con dimensión de 0.5 ft, consistente con la resolución de los registros.

4.2. Modelo de fluidos

El modelamiento de los fluidos se llevó a cabo por medio de la Tabla 7, la cual fue validada mediante pruebas PVT de liberación diferencial, expansión a composición constante (CCE) y pruebas de separador.

Tabla 7.
Datos PVT integrados al modelo de simulación a escala de pozo

Presión, psi	R_s	B_o	Z_g	μ aceite, Cp	μ gas, cP
14.7	0	1.01835081	0.998	268.52	0.0121
24	0.7	1.01842942	0.997	255.424	0.0121084
33.4	1.4	1.01850803	0.9959	242.328	0.0121169
42.7	2.1	1.01858664	0.9949	229.232	0.0121253
52	2.8	1.01866525	0.9938	216.136	0.0121337
61.4	3.5	1.01874386	0.9928	203.04	0.0121422
70.7	4.2	1.01882248	0.9918	189.944	0.0121506
80	4.9	1.01890109	0.9907	176.848	0.012159
89.3	5.6	1.0189797	0.9897	163.752	0.0121674
98.7	6.3	1.01905831	0.9886	150.656	0.0121759
108	7	1.01913692	0.9876	135.13	0.0121843
597.2	43.703108	1.02325874	0.9346	48.458	0.0127773
1086.4	80.406217	1.02738055	0.8891	35.451	0.0137052
1575.6	117.109325	1.03150237	0.855	29.693	0.0151015

Nota. R_s : solubilidad el gas en el petróleo, B_o : factor volumétrico de formación del aceite, Z_g : factor de compresibilidad del gas, μ : viscosidad.

Los datos PVT incorporados evidencian el comportamiento típico de un crudo pesado de baja volatilidad, caracterizado por una solubilidad de gas (R_s) limitada, factores volumétricos del aceite (B_o) con variaciones moderadas y viscosidades elevadas en todo el rango de presión. La baja presión de burbuja (≈ 122.7 psi) indica que el fluido permanece en condiciones subsaturadas durante la mayor parte de la vida productiva del pozo, lo cual reduce la contribución del gas en solución a la expansión del sistema y acentúa el predominio de mecanismos de desplazamiento asociados al influjo de agua y a la viscosidad del crudo.

Estas tendencias calibradas fueron importadas al *software* CMG-STAR[®], resultando en una representación numérica del fluido coherente con las propiedades observadas experimentalmente.

4.3. Interacción roca-fluido

Para el modelamiento de la interacción roca-fluido no se contaba con curvas representativas del comportamiento de los fluidos en el medio poroso. No obstante, a partir de mediciones de núcleo se estimaron los valores de saturación de agua irreducible y de saturación de aceite residual, utilizando el promedio de cada uno como dato base para los *endpoints*. Se asumieron valores de permeabilidad relativa al agua y al aceite iguales a 1, mientras que, debido a la baja presencia de gas en las bases de producción, se definió un valor de 0.01 para el gas (Tabla 8 y Tabla 9).

Tabla 8.

Endpoints de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite base

Saturación de agua (Sw)	Permeabilidad relativa al agua (Krw)	Permeabilidad relativa al aceite (Krw)
0.21	0.00	1.00
0.63	1.00	0.00

Tabla 9.

Endpoints de las curvas de permeabilidad relativa gas-líquido base

Saturación de líquido (Sl)	Permeabilidad relativa al gas (Krg)	Permeabilidad relativa al líquido (Krog)
0.21	0.01	0.00
1.0	0.00	1.00

Si bien se disponía de un conjunto de curvas representativas del sector, estas mostraban una restricción significativa al flujo de agua ($K_{rw} < 0.12$), comportamiento que no se veía reflejado en las tendencias productivas del área. En consecuencia, se adoptaron curvas base construidas a partir de las saturaciones reportadas, pero con valores de permeabilidad relativa más consistentes con el desempeño observado en campo. Curvas que fueron destinadas a ser ajustadas posteriormente durante los casos de cotejo histórico.

4.4. Condiciones de flujo

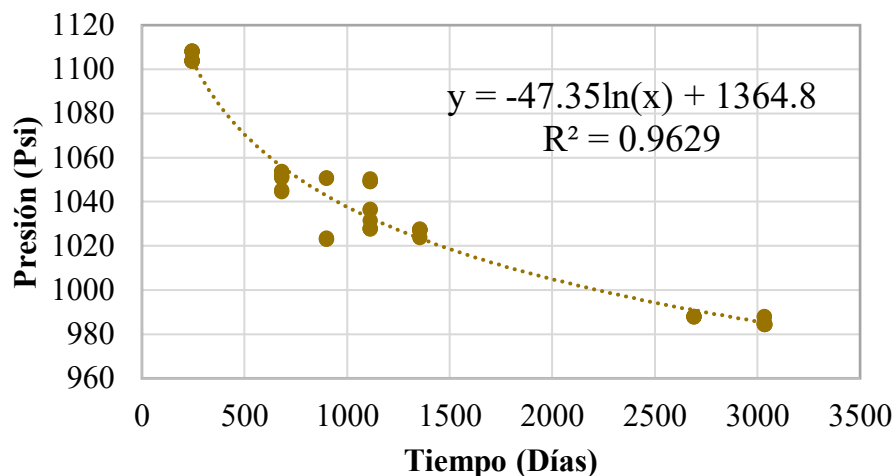
Las condiciones de inicialización del modelo de simulación fueron definidas a través de la interpretación de registros, datos de pruebas PVT y el modelamiento de la caída de presión del yacimiento según datos de pruebas de presión de MDT realizadas en el sector de análisis. A partir de esta información se determinaron la ubicación del contacto agua-aceite, la presión de burbuja y la presión inicial de referencia.

Para el modelamiento de la presión, todas las lecturas de MDT fueron ajustadas a un mismo valor de referencia mediante la aplicación del potencial de flujo (ϕ_o) expresado en la ecuación 13 (Sepulveda & Escobar, 2005). Inicialmente se determinó el valor promedio de la profundidad (z_o) asociadas a cada medición en TVDss (*True Vertical Depth Sub-Sea*), mientras la densidad del aceite (ρ_o) se obtuvo como el promedio de las densidades medidas a presión de yacimiento en cuatro pozos del sector con pruebas de caracterización de fluidos. Con estos parámetros se construyó el modelo del comportamiento de presión mostrado en la Figura 25.

$$\phi_o = P + \frac{\rho_o}{144} (z - z_o) , psi \quad (13)$$

Figura 25.

Modelo logarítmico de representación del comportamiento de la presión del yacimiento según pruebas MDT.



De esta forma, conociendo la fecha de inicio de operación del pozo W-01, se estimó la presión inicial del yacimiento descrita en la Tabla 10.

Tabla 10.

Condiciones de inicialización del modelo de simulación.

Variable	Valor
Presión de referencia, psi	1078.12
Contacto Agua-aceite, ft	2818*
Presión de burbuja, psi	122.7

*Nota. *Valor convertido a TVD*

El modelamiento de la presión del yacimiento constituye la tendencia de referencia empleada para el desarrollo de los escenarios de cotejo histórico presentados en secciones posteriores.

4.5. Estado mecánico

La configuración del pozo W-01 se incorporó al modelo de simulación a partir de los datos de completamiento y de los registros de producción. El intervalo cañoneado corresponde a 7 ft ubicados 21 ft por encima del contacto agua-aceite. Con esta información se definió la tasa de producción de aceite (STO) como variable de *constraint*, mientras que la producción de agua se utilizó como variable de cotejo para validar la representación del influjo proveniente del acuífero.

Seguidamente, se verificó que el valor del *original oil in place* (OOIP, por sus siglas en inglés) obtenido en la simulación fuera consistente con el calculado mediante el enfoque volumétrico basado en el *Net Pay* (Tabla 4). Resultados comparativos reportados en la Tabla 11.

Tabla 11.

Porcentaje de error relativo entre el cálculo de OOIP mediante un enfoque volumétrico y simulación.

Pozo	Radio, ft	OOIP_Vol, MBbl	OOIP_Sim, Bbl	%Er
W-01	946.56	1814.3	1714	5.53

Nota. OOIP_Vol: resultado a través de un enfoque volumétrico, OOIP_Sim: resultados obtenidos mediante simulación.

El error relativo de 5.53 % indica una adecuada correspondencia entre el volumen de aceite original estimado mediante simulación y el obtenido por el enfoque volumétrico. Las diferencias observadas derivan del tratamiento de la porosidad en cada método, es decir, el cálculo volumétrico adopta un valor promedio representativo del intervalo, mientras que el modelo de simulación integra la distribución vertical de la porosidad capa a capa definida en el modelo petrofísico.

4.6. Modelamiento del influjo de agua

La estimación del influjo de agua se abordó mediante una combinación de modelos numéricos y analíticos, que incluyen la ecuación de balance de materia y los enfoques de Hurst & Everdigen (1949), Fetkovich (1971) y Carter-Tracy (1960). Estos planteamientos integran información productiva, variaciones de presión a lo largo del tiempo y propiedades PVT para caracterizar la respuesta hidráulica del acuífero.

4.6.1. Método numérico de balance de materia

La ecuación de balance de materia se basa en relacionar la expansión de la roca y los fluidos del yacimiento con la disminución de la presión ocasionada por los volúmenes producidos, formulación matemática sintetizada para este caso de estudio en la ecuación 14, sin considerar la presencia de una capa de gas ni el factor de formación del gas, al no reportarse producción de esta fase (Ahmed, 2010b). Nomenclatura especificada en la sección de glosario.

$$F = N[E_o + E_{f,w}] + W_e \quad (14)$$

ó *F en términos de producción*

$$F = N_p B_o + W_p B_w$$

$$\textbf{Expansión del aceite} \rightarrow E_o = (B_o - B_{oi})$$

$$\textbf{Expansión de la roca y los fluidos} \rightarrow E_{f,w} = B_{oi} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right)$$

Dado que la Formación Carbonera opera bajo condiciones de yacimiento subsaturado, ya que las presiones registradas en el intervalo de interés superan la presión de burbuja y no se evidencian aportes de gas libre en la producción. Bajo este escenario, la evolución de las propiedades PVT con la presión adquiere un rol determinante dentro del balance de materia, por lo que fue necesario emplear correlaciones capaces de reproducir el comportamiento del sistema ante condiciones isotérmicas y sin participación significativa de gas disuelto.

En este contexto, el factor volumétrico del aceite (Bo) fue modelado mediante la correlación de la ecuación 16 para aceites subsaturados propuesta por Ahmed (2010), cuya formulación deriva de la integración del coeficiente de compresibilidad isotérmico del aceite, la cual ha sido ampliamente validada para sistemas pesados y medianos. Para el cálculo del factor volumétrico del agua (Bw) se adoptó la correlación de McCain (1988) de la ecuación 17, que incorpora los efectos del cambio de presión y temperatura a través de los términos ΔV_{wp} y ΔV_{wT} , la cual resulta apropiada para yacimientos con poca variabilidad de salinidad como es el caso de esta Formación. Finalmente, la compresibilidad del agua se estimó mediante la expresión de Brill & Beggs (1978) de la ecuación 18, que asume un comportamiento isotérmico y omite las correcciones por gas disuelto y sólidos, supuesto consistente con la estabilidad térmica evidenciada en los registros y con la ausencia de gas en producción (Banzer, 1996).

La integración conjunta de estas correlaciones, ecuaciones 15 a 18 y datos PVT de la Tabla 12, permitió construir un modelo coherente con las condiciones de yacimiento, capaz de representar el comportamiento de los fluidos ante cambios de presión del sistema dominado por el influjo de agua. Siendo la nomenclatura especificada en la sección de glosario.

$$\mathbf{Hall\ (1953)} \rightarrow c_f = \frac{1.782}{\phi^{0.438}} \times 10^{-6} \quad (15)$$

$$\mathbf{Ahmed\ (2010)} \rightarrow B_o = B_{ob} \exp [-c_o(P - P_b)] \quad (16)$$

$$\mathbf{McCain\ (1996)} \rightarrow P > P_b: \quad B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wT}) \quad (17)$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} p T - 1.72834 \times 10^{-13} p^2 T - 3.58922 \times 10^{-7} p \\ - 2.25341 \times 10^{-10} p^2$$

$$\Delta V_{wT} = -1.0001 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2$$

$$\mathbf{Brill\ \&\ Beggs\ (1978)} \rightarrow c_w = (C_1 + C_2 T + C_3 T^2) \times 10^{-6} \quad (18)$$

$$C_1 = 3.8546 - 0.000134 p$$

$$C_2 = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p$$

$$C_3 = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p$$

Tabla 12.

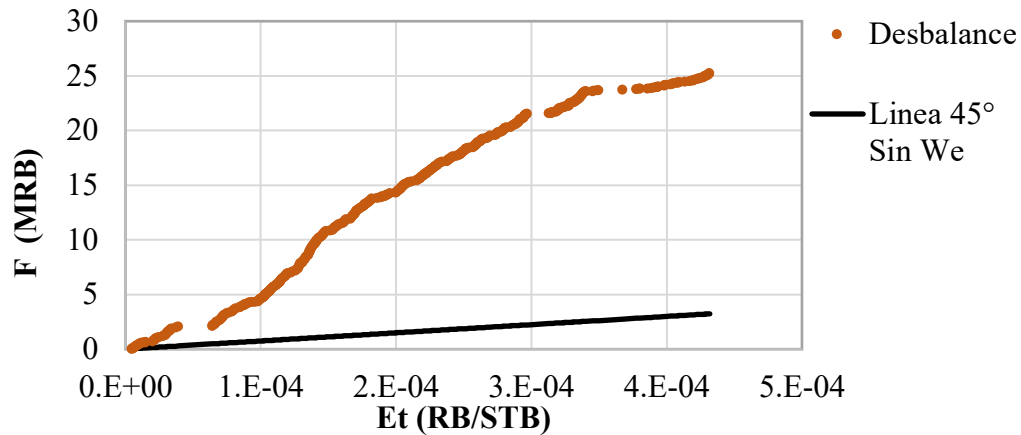
Propiedades PVT del pozo W-16 utilizado para el modelamiento de la expansión de los fluidos en la ecuación de balance

Variable	Valor
Bo a la presión del yacimiento	1.016
Bo a la presión de burbuja	1.0205
Compresibilidad el aceite promedio	4.558E-06
Temperatura del yacimiento, °F	147
API	12.9

Una vez determinada la expansión de los fluidos sin considerar el influjo de agua (W_e), se evidencia un desbalance entre el volumen expandido y producido. La producción esperada en ausencia de un acuífero correspondería a la línea unitaria de 45° , representada en color negro; sin embargo, al observarse un aporte adicional de petróleo (datos en color café en la Figura 26), se interpreta esta contribución como producto del empuje que ejerce el agua.

Figura 26.

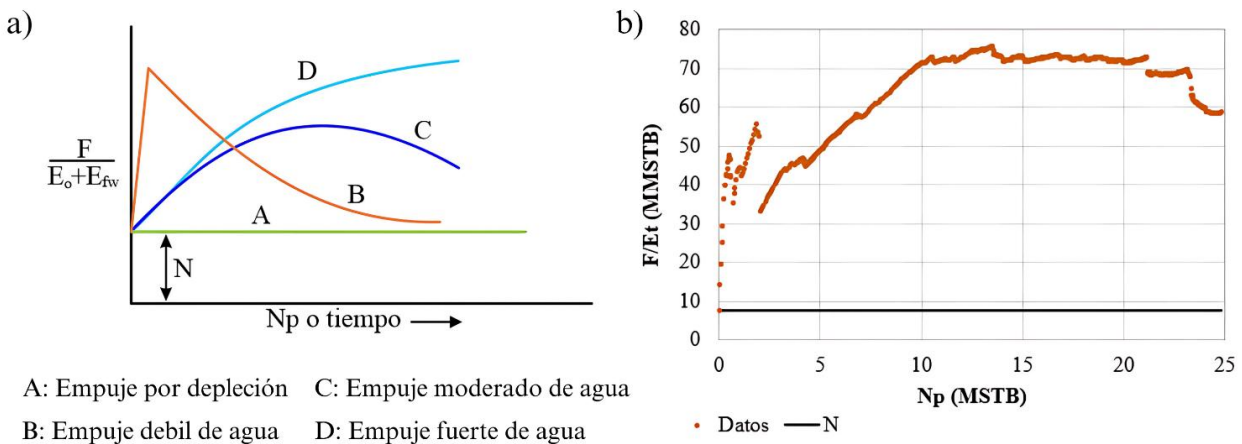
Condición de desbalance entre la expansión y producción de los fluidos en el pozo W-01



En este sentido, el comportamiento del acuífero observado en la Figura 27 y según los patrones de tendencia del gráfico de Campbell, este se cataloga como un yacimiento con un empuje fuerte de agua.

Figura 27.

Gráfico de Campbell del pozo W-01 estimado por balance de materia

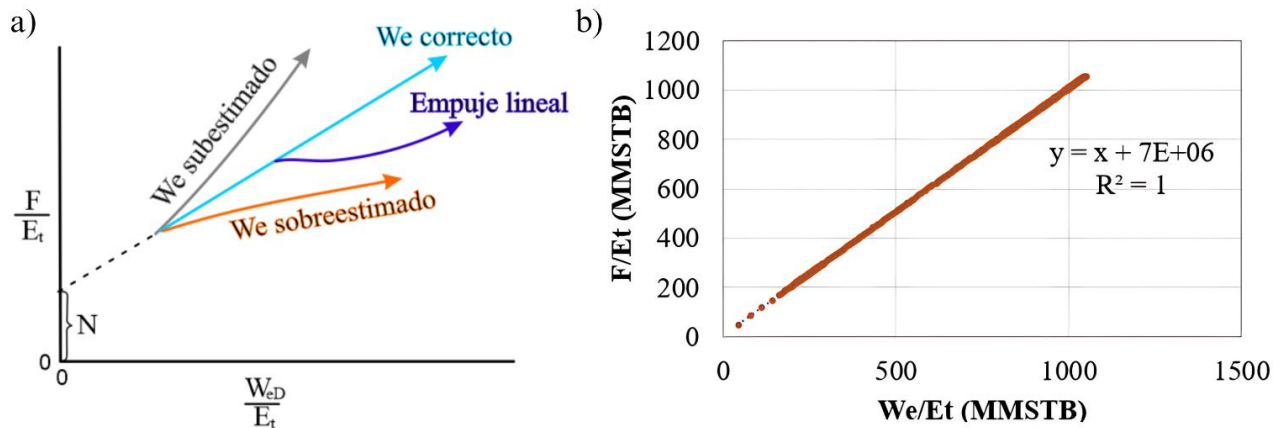


Nota. a) Tendencias características del gráfico de Campbell según el empuje presente. a) Tendencia resultante según los datos productivos del pozo (Pletcher, 2000).

Posteriormente, al calcularse el influjo de agua en cada paso de tiempo, se observa el alcance de la pendiente unitaria característica del gráfico F/Et vs. We/Et (Figura 28b), validando así el correcto modelamiento del acuífero.

Figura 28.

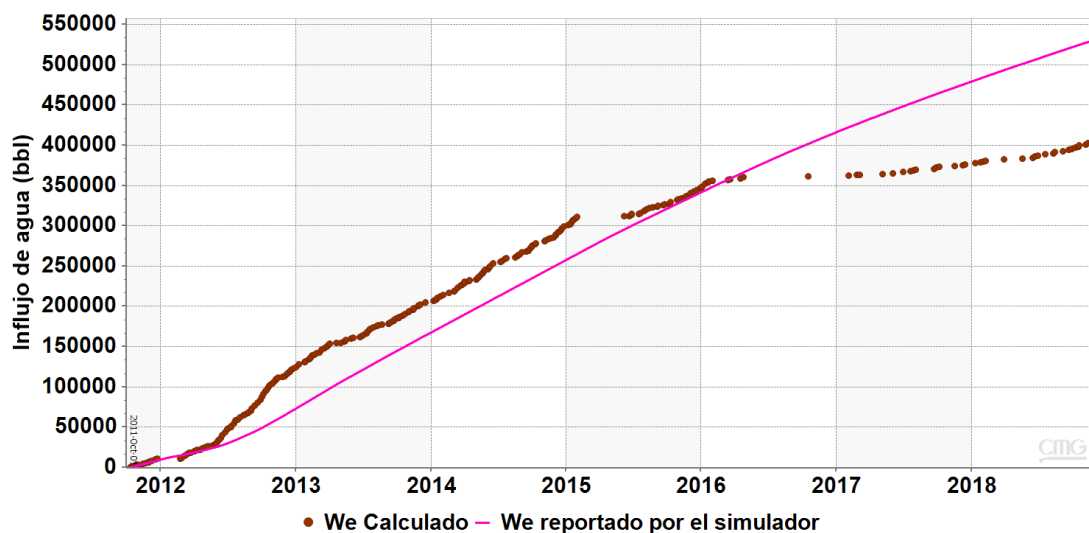
Validación del modelamiento del We a través del gráfico F/E_t vs We/E_t



Estos datos de We fueron integrados al modelo mediante la herramienta *FLUX* en el apartado *Aquífer*, ya que el *software* no integra dentro de sus técnicas de modelamiento del acuífero el método por balance de materia. No obstante, al compararse los valores calculados con los reportados por el simulador durante las corridas, se identifican limitaciones del *software* para respetar los valores ingresados, ocasionando desviaciones en un mismo paso de tiempo, como se observa en Figura 29.

Figura 29.

Comparativa entre los valores de influjo calculados y los datos reportados en el simulador



Resultados modelados que fueron comparados con las demás técnicas de estimación del We evaluadas en el numeral 4.6.5.

4.6.2. Modelo analítico de Hurst-Everdingen

Las consideraciones aplicadas para el modelamiento del acuífero se describen brevemente en la Tabla 13. La permeabilidad y porosidad del acuífero fueron tomadas de los valores promedio de la sección inferior de los cañoneos; la compresibilidad del agua y el factor volumétrico de formación del agua se definieron con base en el comportamiento PVT, mientras que el espesor del acuífero se estableció en 100 ft, considerando su ubicación por debajo de lo perforados hasta la base de un sello volumétrico regional.

Tabla 13.

Propiedades del acuífero y la formación definidas para el modelamiento por Hurst-Everdingen

Variable	Símbolo	Valor
Espesor, ft	h	100
Porosidad, fracción	$\emptyset$	0.3
Permeabilidad, D	k	3
Viscosidad del agua, cp	μ_w	1
Compresibilidad del agua, psi^{-1}	c_w	3.07E-06
Compresibilidad de la formación, psi^{-1}	c_f	3.08E-06
Factor volumétrico de formación del agua, RB/STB	B_o	1.02118043
Saturación de agua crítica*	S_{wc}	0.21

*Nota. *: dato tomado de las mediciones de saturación y registro RMN*

De igual forma, se definió el radio de drenaje del pozo en 946.56 ft (sección 3.5). Mientras, dado que el radio del acuífero se desconoce, este parámetro se estimó estructurando el modelo analítico de influjo según Hurst-Everdingen (1949) y seleccionando la relación de radios adimensional (rD) que permitiera obtener una pendiente unitaria en el gráfico F/Et vs. We/Et .

Inicialmente, se calculó el tiempo adimensional mediante la ecuación 19 y el tiempo de referencia “cross” de la ecuación 20. Estos tiempos se compararon para definir el tipo de acuífero (límite, infinito o finito) y así seleccionar el conjunto de modelos de aproximación polinomial de Klins & State AJ Bouchard (1988) más acordes para el modelamiento de la tasa adimensional (q_D).

$$t_{Dj} = \frac{6.33kt_j}{\phi\mu_w c_w r_o^2} \quad (19)$$

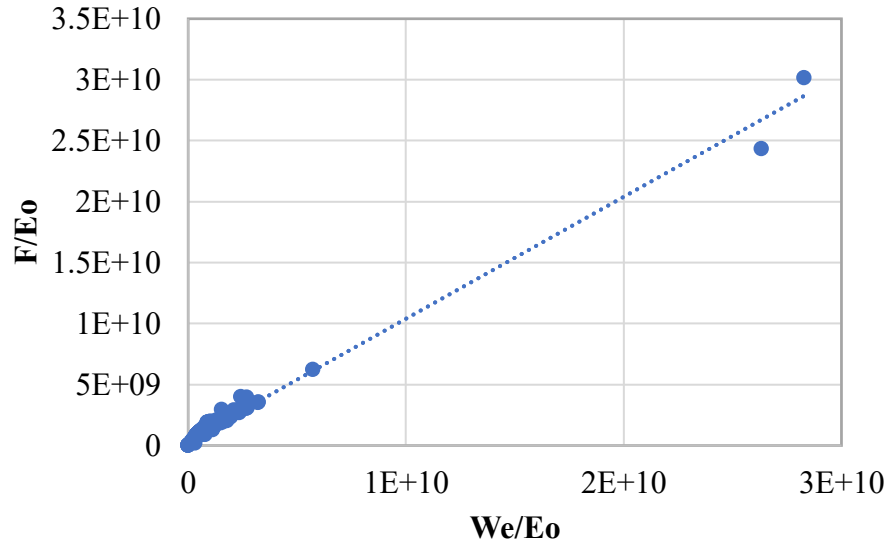
$$t_{cross} = -1767 - 0.606(r_D) + 0.12368(r_D)^{2.25} + 3.020 [\log_e(r_D)]^{0.5} \quad (20)$$

Se determinó un acuífero finito en cada paso de tiempo al cumplirse $t_{Dj} > t_{cross}$, así como fueron calculadas todas y cada una de las variables adimensionales necesarias para la estimación del influjo a través del planteamiento de Hurst-Everdingen de la ecuación 21.

$$W_e(t_{Dj}) = B \sum_{k=0}^{j-1} (\Delta p_k) q_D(t_{Dj} - t_{Dk}) \quad (21)$$

Figura 30.

Validación del modelamiento del W_e por Hurst-Everdingen a través del gráfico F/E_o vs W_e/E_o



La determinación del W_e a lo largo del periodo de análisis se llevó a cabo a través de la codificación de tablas dinámicas en Excel, sensibilizando la relación adimensional de radios (r_D)

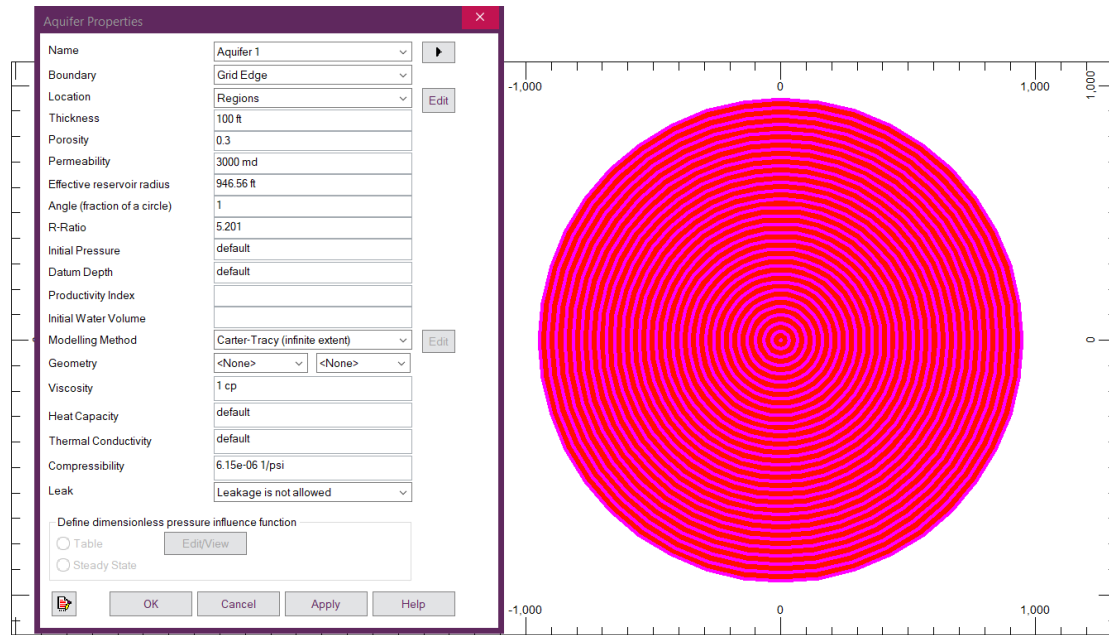
hasta alcanzar la pendiente unitaria resultante de la Figura 30, donde la expansión del aceite (E_o) y la producción total de fluidos (F) para cada paso de tiempo fueron estimadas de igual forma que con la ecuación de balance por medio de los datos de producción y ecuación 14 (Ahmed, 2010b). Esto con una relación de radios adimensional igual a 5.201.

De igual forma, los valores calculados fueron integrados al modelo de simulación por medio de la herramienta *FLUX*, manteniéndose el desfase previamente observado entre los datos ingresados y los valores reportados por el simulador.

Por su parte, para los modelos analíticos restantes, Carter-Tracy y Fetkovitch, se empleó la codificación incorporada en el módulo *Aquifer* de CMG-Builder®, especificándose las propiedades del acuífero y de los fluidos según las condiciones requeridas para cada caso. Esto con el propósito de mitigarse los desfases numéricos de estimación del influjo de agua anteriormente evidenciados al usar la herramienta *FLUX* como método de integración de los valores calculados mediante las técnicas de modelamiento por balance de materia y Hurst-Everdingen.

4.6.3. Modelo analítico de Carter-Tracy

El modelo analítico de Carter-Tracy se implementó mediante la codificación del módulo *Aquifer* de CMG-Builder®. Método de modelamiento disponible en el *software*, para el cual es necesario la especificación de las propiedades del acuífero y de los fluidos, como se ilustra en la Figura 31. Datos anteriormente descritos en la Tabla 13, así como se utilizó la relación de radios adimensional de 5.201 determinada en el numeral anterior.

Figura 31.
Interfaz de Builder para el modelamiento del acuífero por medio de Carter-Tracy


Resultados estimativos del influjo de agua que son comparados con las demás técnicas en el numeral 4.6.5.

4.6.4. Modelo Fetkovitch

El modelo de Fetkovitch (1971) se implementó mediante la interfaz CMG-Builder®, especificando el volumen inicial del acuífero y su índice de productividad (J). El volumen inicial se calculó con la ecuación 22, mientras que el índice J se determinó con la ecuación 23 propuesta por Ahmed (2010b) en el *Reservoir Engineering Handbook* para acuíferos finitos con presión constante. La selección de este enfoque responde a la evidencia de modelos previos, donde el acuífero mostró un comportamiento de tipo finito en el pozo con una disminución de la presión de apenas 92.2 psi respecto con su valor inicial.

$$Wi = \frac{\pi * (rAQ^2 - ro^2) * h * \phi}{5.615} \quad (22)$$

$$J = \frac{0.00708khf}{\mu_w[\ln(r_D)]}, \text{ bbl/dia/psi} \quad (23)$$

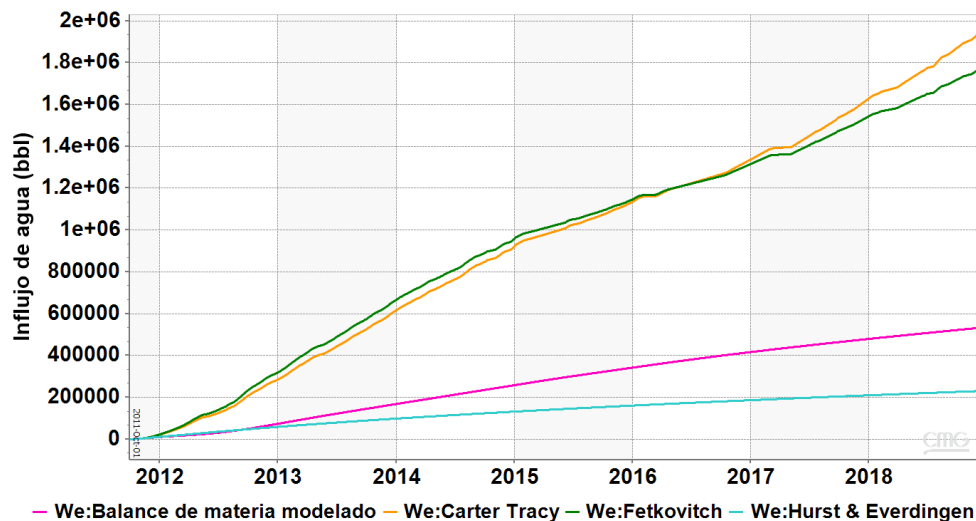
El valor de J se convirtió a $\text{ft}^3/\text{día}/\text{psi}$ y, junto con el volumen inicial, se ingresó en el módulo *Aquifer* del *software* para su integración al modelo de simulación. Resultados de igual forma comparados en la sección siguiente.

4.6.5. Análisis comparativo de metodologías de influjo de acuífero

Concluido el desarrollo de las cuatro metodologías de modelamiento del acuífero e integradas al modelo de simulación, se procedió a comparar los resultados concernientes al influjo de agua derivadas de cada uno de estos métodos (Figura 32).

Figura 32.

Comportamiento comparativo del influjo de acuífero según las cuatro metodologías de modelamiento



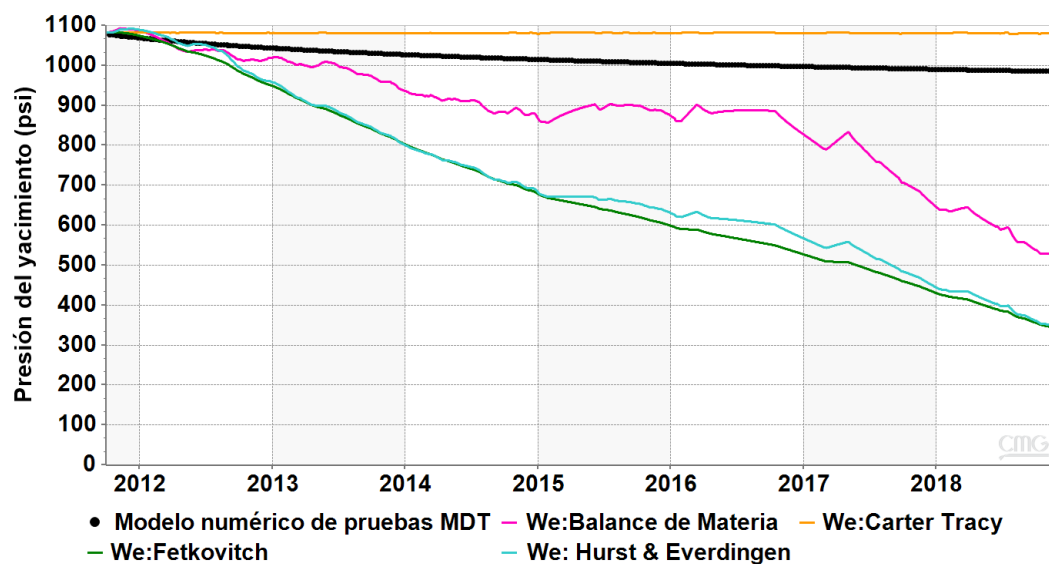
En la Figura 32 se observa que los modelos implementados directamente de la codificación del *software* (Fetkovitch y Carter-Tracy) presentan curvas de We muy similares a lo largo del periodo analizado, reflejando semejanzas en la caracterización del acuífero. En contraste, las metodologías integradas a través de la herramienta *FLUX*, es decir, Hurst-Everdingen y el balance de materia, generan estimaciones de influjo notablemente menores. Manteniendo un patrón inicial

análogo, aun cuando el simulador presenta limitaciones para reproducir con exactitud los valores de We ingresados.

De igual forma, se analizaron las tendencias de presión del yacimiento y producción de agua, tanto acumulada como diaria (Figura 33 a 35). Siendo omitido el análisis de la producción de aceite, al mantenerse este *constraint* durante toda la simulación.

Figura 33.

Evolución de la presión del yacimiento según las distintas metodologías de estimación del We



La Figura 33 muestra que la presión del yacimiento varía de manera significativa según el modelo de influjo aplicado. El modelo de Carter-Tracy exhibe el mayor sostenimiento de presión, comportamiento que obedece a su formulación matemática, la cual asume un acuífero de gran extensión capaz de mantener una presión prácticamente constante. No obstante, esta hipótesis no se ajusta plenamente al caso de estudio, ya que, aunque el aporte de agua se incrementa con rapidez, la presión del yacimiento desciende de forma gradual, como lo confirma el modelo numérico de pruebas MDT tomado como referencia (puntos negros). En consecuencia, aun cuando Carter-Tracy reproduce adecuadamente las tasas y la producción acumulada de agua, se descarta como opción representativa para la caracterización final, ya que, de efectuarse escenarios de

sensibilidad en las variables asociadas a esta técnica de modelamiento, la presión mantendrá el mismo comportamiento observado sin alcanzarse mejoras en los porcentajes de ajuste actuales.

Figura 34.

Producción acumulada de agua en función de las técnicas de modelamiento del We

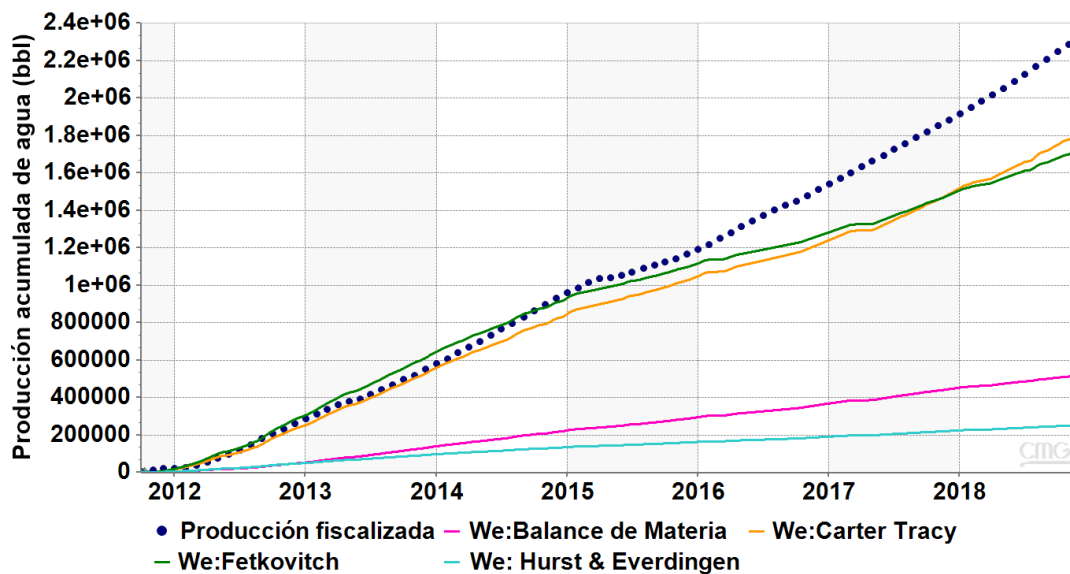
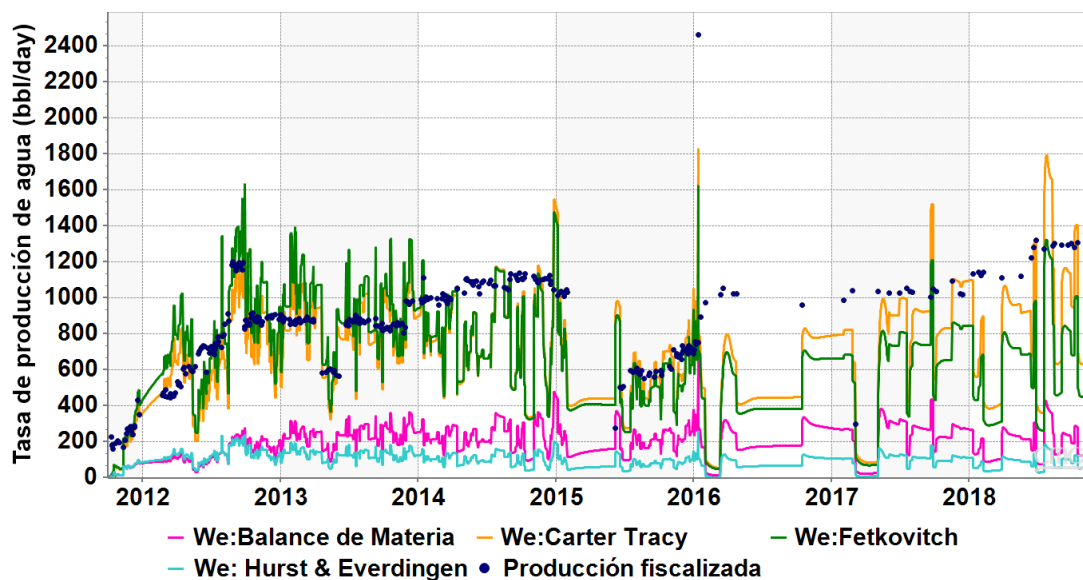


Figura 35.

Comportamiento de la tasa de producción de agua en función de las técnicas de modelamiento del We



Mientras tanto, al analizar el comportamiento del modelo numérico de balance de materia y el modelo analítico de Hurst-Everdingen, se mantiene el patrón observado previamente: influjo y producción subestimados y desviaciones significativas respecto a los valores fiscalizados. Diferenciándose la metodología de balance de materia en el comportamiento de la presión del yacimiento, donde se observa un descenso progresivo hasta el 2017, seguida de una caída pronunciada en los años siguientes. No obstante, al presentar ambas técnicas limitaciones en la correcta lectura de los valores ingresados, la sensibilidad de sus variables se ve restringida, condición que hace que se descarten como métodos a continuar evaluando.

Por su parte, el modelo de Fetkovitch reproduce en un 78.6% las tendencias de producción de agua con respecto a los valores fiscalizados, aunque con un desfase en la evolución de la presión. Estas discrepancias podrían corregirse durante la etapa de cotejo histórico, ya que persisten incertidumbres asociadas a la interacción roca-fluido y a las propiedades del acuífero. En consecuencia, el modelo de Fetkovitch se selecciona para su evaluación y ajuste en los escenarios siguientes.

4.7. Determinación del caso base de simulación a través de escenarios de cotejo histórico

Se desarrollaron escenarios de cotejo histórico con el objetivo de identificar el caso que alcanzara un porcentaje de error global inferior al 5%, respecto con los 28.69% correspondiente al modelo inicial. Para este propósito se adicionaron dos modificadores de volumen: el primero, ubicado en el último anillo de la malla cilíndrica (VMODr30), destinado a representar un posible aporte lateral de fluidos no considerado previamente; y el segundo, restringido al espacio correspondiente al acuífero, empleado como herramienta que contribuya en la determinación del volumen inicial del acuífero.

Como funciones objetivo se seleccionaron la presión del yacimiento, la producción acumulada de agua y la producción acumulada de petróleo. Esta elección se fundamentó en los resultados de casos de cotejo histórico previos a la determinación de la mejor configuración de parámetros, en donde al emplear directamente las tasas de producción de cada fluido, los experimentos aleatorios no lograron converger a valores de error global inferiores al 16 %. Los ajustes se llevaron a cabo mediante la sensibilización de los parámetros enlistados en la Tabla 14, definiendo intervalos acordes a los datos reportados por la empresa operadora y las bases de datos analizadas.

Tabla 14.

Parámetros sensibilizados en los casos de cotejo histórico y valores base reportados en el modelo de simulación

Variable	Abreviatura	Valor base
Relación entre la permeabilidad vertical y horizontal	KvKh	0.8
Modificador de volumen ubicado en el acuífero	VMOD_AQ	10
Modificador de volumen ubicado en el último anillo	VMODr30	10
Índice de productividad del acuífero	IPR_AQ	7233.07
Volumen inicial del acuífero	VOL_INI_AQ	2.19979e+09
Saturación de agua máxima	SwMax	0.63
Saturación de agua irreducible	Swirr	0.21
Permeabilidad relativa del aceite en el Swirr	Kro_Swirr	1
Permeabilidad relativa del agua en el SwMax	Krw_SwMax	1
Compresibilidad de la roca	Cf	2.5E-05

Durante la ejecución de los diferentes casos de cotejo, se observó que las variaciones en los pesos asignados a los errores relativos que componen el error global influían de manera significativa en los resultados. Al ajustar estos pesos fue posible obtener escenarios con porcentajes de error global más favorables, siendo el mejor escenario correspondiente a un error

global igual a 4.04%, en el cual el peso de la producción acumulada de aceite fue de 1, la presión de 5 y la producción acumulada de agua de 10. De este modo se priorizó el ajuste de la producción de agua, lo que permitió mejorar la calibración de las tendencias productivas, como se aprecia en la presión (Figura 36), producción acumulada de agua (Figura 37) y tasa de producción de esta fase de la Figura 38, esto al aumentarse los parámetros asociados al acuífero.

Figura 36.

Comportamiento de la presión a lo largo de los diferentes experimentos de cotejo histórico generados

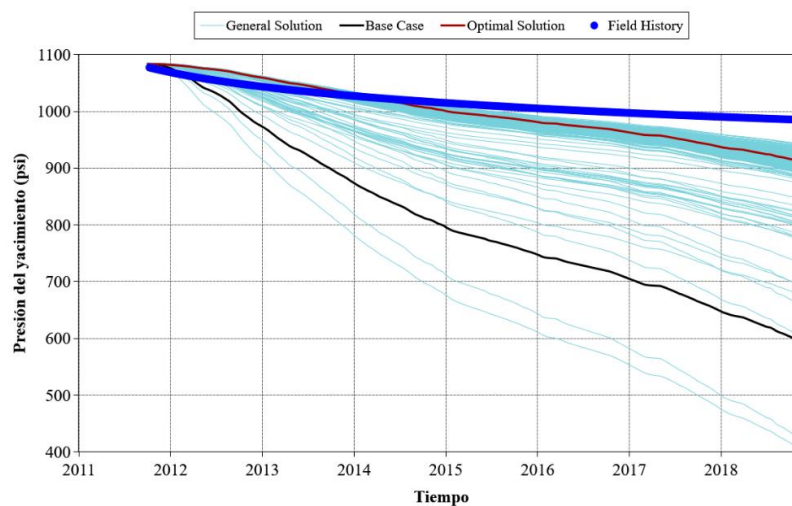


Figura 37.

Comportamiento de la producción acumulada de agua a lo largo de los diferentes experimentos de cotejo histórico generados

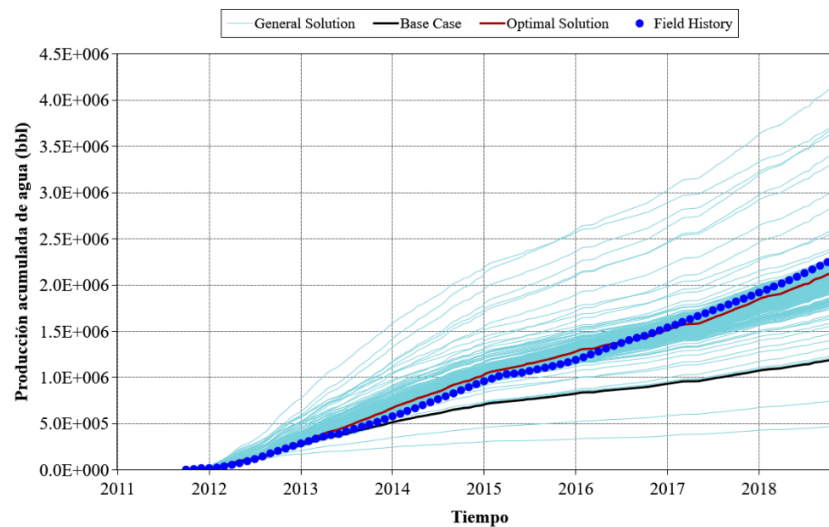
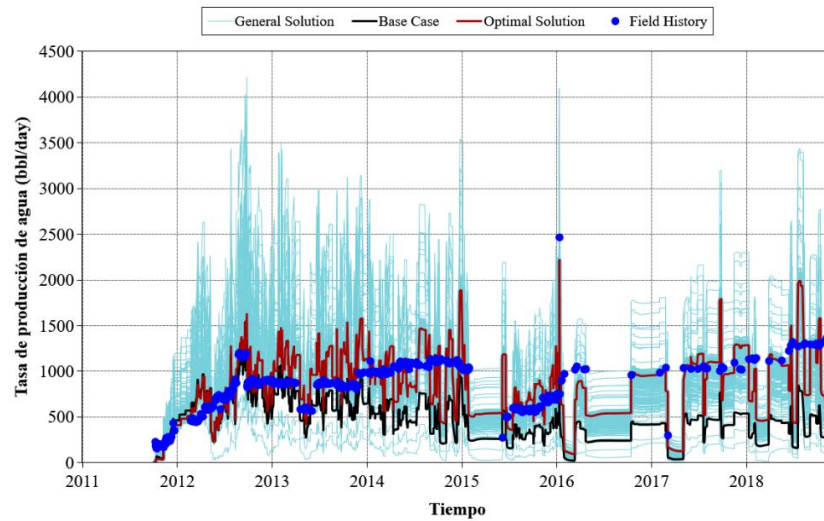


Figura 38.

Comportamiento de la tasa de producción de agua a lo largo de los diferentes experimentos de cotejo histórico generados



Los errores relativos a la presión se redujeron de 48.19% a 6.37%, mientras que el error en la producción de agua disminuyó de 21.59% al 3.06% en el caso optimo. Valores ajustados de cada parámetro reportados en la Tabla 15.

Tabla 15.

Comparativo de los valores de cada parámetro entre el caso inicial y el caso optimo del cotejo histórico

Parámetro sensibilizado	Valor base	Valor del caso optimo
KvKh	0.8	0.7925
VMOD_AQ	10	34.075
VMODr30	10	13.495
IPR_AQ	7233.07	8820
VOL_INI_AQ	2.19979e+09	1.2e+10
SwMax	0.63	0.683
Swirr	0.21	0.1764
Kro_Swirr	1	1
Krw_SwMax	1	0.575
Cf	2.5E-05	2E-05
%Error Global	28.69	4.04

Como se observa en la Tabla 15, los parámetros que experimentaron cambios más relevantes corresponden a las variables asociadas al acuífero y a la movilidad del agua en el yacimiento. Así como se validó la integración de un aporte complementario de fluidos tanto en el límite de la malla como desde el acuífero, para el ajusté del modelo del comportamiento productivo del pozo.

4.8. Validación y extensión del intervalo de simulación

El modelo de simulación calibrado y representativo del pozo W-01 con un error relativo global del 4.04%, se encuentra configurado inicialmente hasta finales del 2018, tiempo en el cual comienza el primer periodo de inactividad del pozo. Seguidamente, se integraron en la simulación los dos intervalos de inactividad, y a partir del 09 de enero del 2022 se ejecutó el modelo en modo predictivo, es decir, operando bajo el *constraint* de caída de presión. Esto al observarse cambios en los RPM de la bomba de levantamiento artificial después de estos periodos de cierre.

Bajo este enfoque, se analizó el comportamiento de la tasa de producción de agua y de aceite, así como la tendencia de la presión del yacimiento. Estos resultados fueron contrastados con aquellos obtenidos en el modelo gemelo, el cual continuó operando bajo el *constraint* de STO, utilizando las tasas de producción de aceite fiscalizadas para este periodo (Figuras 39 a 41).

Figura 39.

Tasa de aceite: comparación entre modelo predictivo y configuración con constraint STO

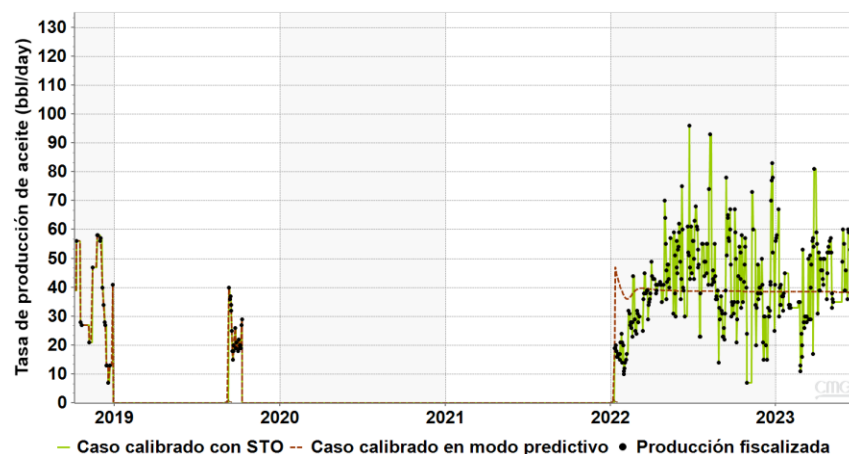
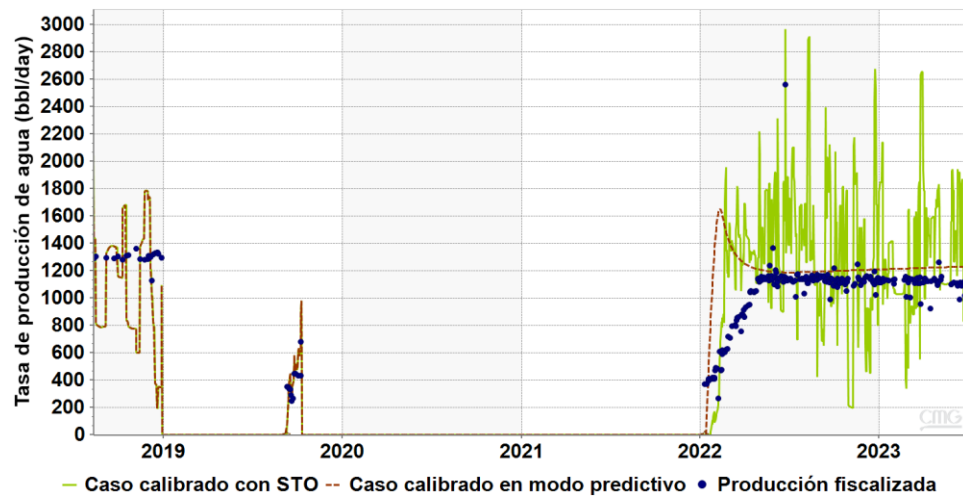
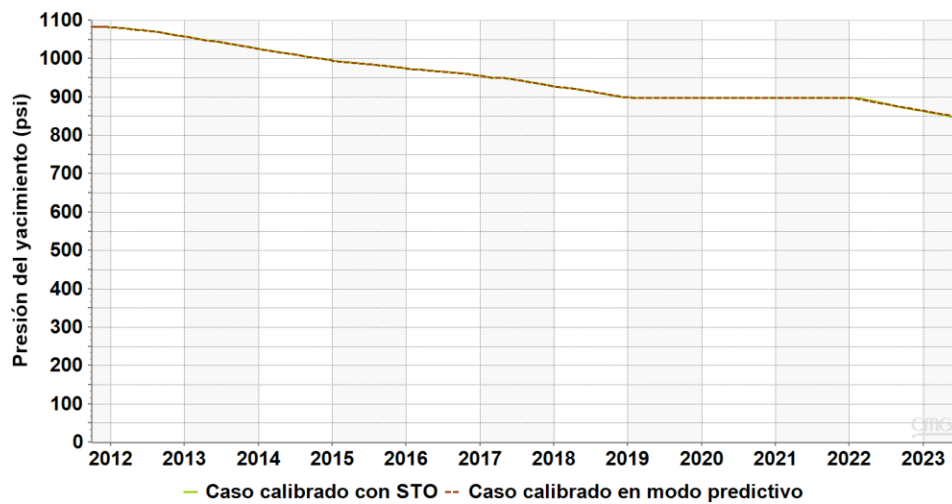


Figura 40.

Tasa de agua: comparación entre modelo predictivo y configuración con constraint STO


Figura 41.

Presión del yacimiento: comparación entre modelo predictivo y configuración con constraint de STO



Como se observa en las Figuras 39 y 40, el modelo en modo predictivo estima valores promedio de producción de ambos fluidos que se asemejan a los volúmenes fiscalizados. Asimismo, el análisis de la presión del yacimiento evidencia un buen acople entre el modelo predictivo y aquel operado bajo el *constraint* de STO. Este nivel de concordancia respalda la adecuada calibración del modelo de simulación y avala su uso en la evaluación posterior de la inyección del gel.

5. Simulación del caso conceptual de inyección de geles poliméricos

La inyección de geles poliméricos como técnica de *water shut-off* constituye una técnica orientada al control de la producción de agua en pozos productores, mediante la colocación de una barrera de alta viscosidad que reduce la movilidad del agua en zonas de elevada saturación. Su aplicación requiere integrar información físico-química del sistema gelificante, parámetros operativos y una representación numérica capaz de capturar tanto el proceso de inyección como la evolución del gel en el medio poroso. En este capítulo se desarrolla la simulación del caso conceptual para el pozo W-01, articulando los resultados experimentales obtenidos por Sandoval Martinez et al. (2025) y estableciendo una estrategia de modelamiento diseñada para reproducir el proceso de gelificación y evaluar su desempeño en condiciones de yacimiento.

Para esto, se inició con la definición de las formulaciones gelificantes derivadas de las pruebas experimentales realizadas con núcleos de la Formación Carbonera (Sandoval Martinez et al., 2025), a partir de las cuales se determinaron los parámetros cinéticos y reológicos requeridos por el simulador. Posteriormente, se evaluaron las modificaciones operativas necesarias para garantizar la estabilidad del sistema durante la inyección, discretización radial del modelo, los periodos de precierre y la tasa máxima segura de inyección, considerando que la literatura presenta vacíos metodológicos sobre cómo implementar y monitorear estos sistemas en simulación numérica.

Finalmente, se analizaron dos estrategias para representar la reacción de gelificación (sistema de una sola reacción y sistema de doble reacción), con el propósito de identificar aquella que reprodujera con mayor fidelidad la cinética observada por Sandoval Martinez et al. (2025) y su comportamiento a escala de pozo. Ofreciendo así un procedimiento sistemático y reproducible para modelar la inyección de geles en pozos productores con diagnóstico de conificación.

5.1. Datos de entrada: caracterización de las formulaciones gelificantes

Los sistemas gelificantes desarrollados y caracterizados por Sandoval Martinez et al. (2025) correspondieron a formulaciones de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), tanto de alto como de bajo peso molecular, entrecruzadas con polietilenimina (PEI). Estas formulaciones presentaron tiempos de gelificación entre 8 y 12 horas a las condiciones del yacimiento en estudio (65 °C y 1039 ppm de salinidad), tal como se resume en la Tabla 16.

Tabla 16.
Generalidades de los geles poliméricos a evaluar

Propiedad	Gel rígido	Gel blando
Tipo HPAM	Hibrido (HMW-LMW)	Fluido (HMW)
Concentración HPAM, ppm	10000	5000
Tipo de entrecruzador	PEI	PEI
Relación másica	4:1	4:1
Grado de rigidez	G a H	D a E
Tiempo de gelificación, horas	8	12

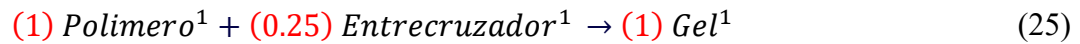
Nota. HMW: Alto peso molecular, LMW: bajo peso molecular, Grado de rigidez: escalafón propuesto por Sydansk (1988).

A través de esta información, se procedió a calcular la fracción molar (x_i) de cada reactivo en fase acuosa, empleando la ecuación 24. Para esto, se determinó en primer lugar el porcentaje en peso (wt) de cada componente, el cual fue convertido a cantidad de sustancia mediante su división entre el peso molecular (Mw). Posteriormente, este valor se normalizó respecto a la sumatoria de la cantidad de sustancia total de la solución.

$$x_i = \frac{\left(\frac{wt}{Mw}\right)_i}{\left(\frac{wt}{Mw}\right)_i + \left(\frac{wt}{Mw}\right)_j} \quad (24)$$

De igual forma, se establecieron los coeficientes estequiométricos de los reactivos, asignando un valor de 1 para el polímero y 0.25 para el entrecruzador, a fin de producir una unidad de gel, manteniendo la relación másica determinada experimentalmente por Sandoval Martinez et

al. (2025). Así como, se especificó el orden de la reacción de uno, tal como lo estudio Ortega en el 2013 (Ecuación 25).



Considerando la imposibilidad de determinar parámetros de adsorción en laboratorio para el gel, y disponiendo únicamente de valores de FFR obtenidos en pruebas de *coreflooding*, se incorporaron los parámetros de Langmuir reportados por Alfarge et al. (2017), resumidos en las Tablas 17 y 18. De esta forma se representó en el modelo numérico la obstrucción que genera el gel tras la reacción de gelificación.

Tabla 17.

Parámetros de Langmuir planteados por Alfarge et al. (2017) para inyección de geles

Variable	Valor
Primer parámetro de adsorción isotérmico, lbmol/ft ³	11.46
Segundo parámetro asociado a efectos de la sal, lbmol/ft ³	0
Tercer parámetro de adsorción isotérmico, lbmol/ft ³	55400

Tabla 18.

Parámetros de adsorción asociados con la roca planteados por Alfarge et al. (2017) y reportados en laboratorio

Variable	Valor
Capacidad máxima de adsorción, lbmol/ft ³	4.59E-06
Nivel de adsorción residual, lbmol/ft ³	4.59E-06
Factor de resistencia residual*	93.9 ó 185.5

*Nota. * valor resultante de pruebas de coreflooding del equipo de laboratorio para el gel blando y rígido a modelar(Sandoval Martinez et al., 2025).*

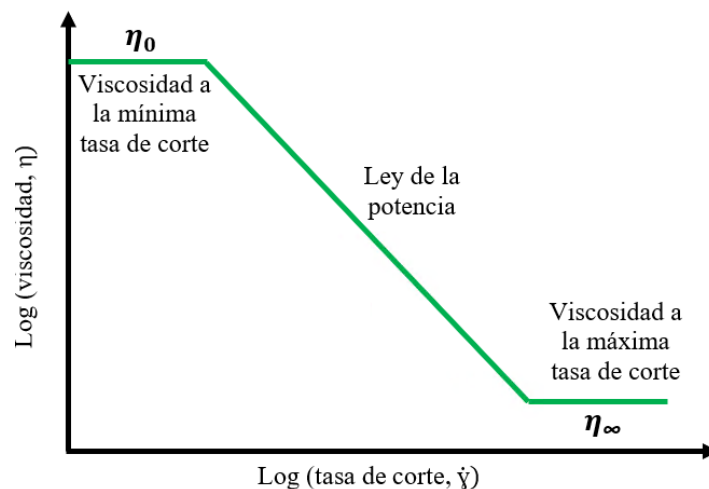
La caracterización reológica de las formulaciones fue realizada por Sandoval Martinez et al. (2025) mediante la medición de la viscosidad en función de la tasa de corte y la concentración total de polímero, utilizando un reómetro rotacional con geometría de cono-plato hasta un límite instrumental de 100 s⁻¹. A partir de estos datos se construyeron los reogramas y, dado que los

gradientes de cizalla en la cercanía del pozo alcanzan valores del orden de $1.53\text{E}04 \text{ s}^{-1}$, las curvas fueron extrapoladas hasta $1\text{E}05 \text{ s}^{-1}$ para representar adecuadamente el comportamiento del gel en condiciones de yacimiento.

Sin embargo, debido a que las pruebas de laboratorio no permiten capturar la viscosidad en el intervalo donde termina el comportamiento reofluidizante y comienza la meseta newtoniana superior, el simulador CMG define esta transición como el punto en el que la viscosidad aparente se iguala a la del solvente, en este caso, agua, razón por la cual se estableció $1\text{E}05 \text{ s}^{-1}$ como límite superior de la extrapolación (Figura 42).

Figura 42.

Grafica ilustrativa del modelamiento de un fluido reofluidizante en CMG



La extrapolación hasta estos valores se efectuó aplicando la Ley de Potencia de la ecuación 26, cuyos parámetros K y n se determinaron mediante regresión estadística (Tabla 19).

$$\eta = K(\dot{\gamma})^{n-1} \quad (26)$$

Tabla 19.

Parámetros asociados a la Ley de potencia determinados con base a la tendencia de los datos de laboratorio

Formulación	K	n	R ²
Gel Blando 3000 ppm	192.62	0.511	0.9847

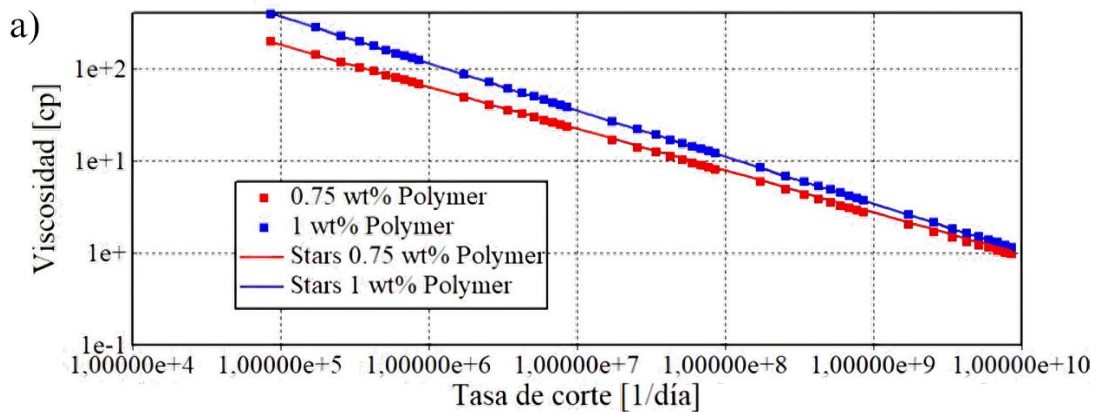
Formulación	K	n	R ²
Gel Blando 5000 ppm	397.5	0.474	0.9980
Gel Rígido 7500 ppm	197.18	0.537	0.9997
Gel Rígido 10000 ppm	396.41	0.494	0.9991

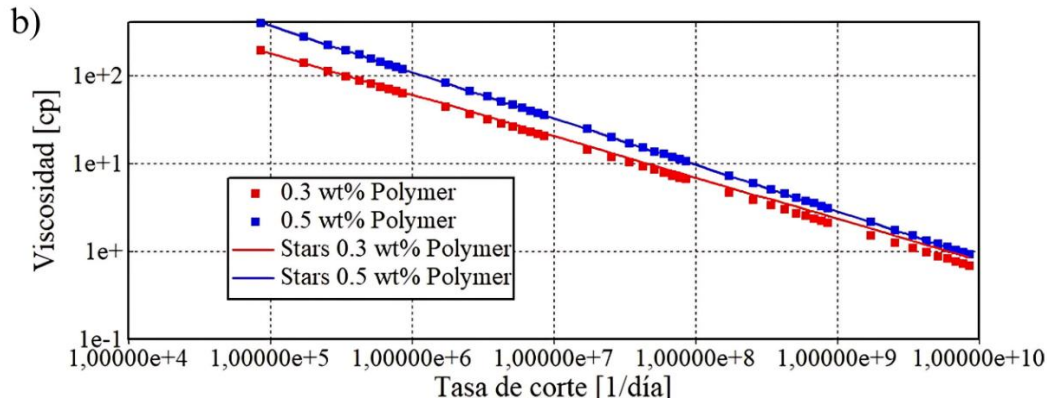
Donde η corresponde a la viscosidad aparente, $\dot{\gamma}$ es la tasa de corte, K el índice de consistencia y n el índice de comportamiento de flujo. Este modelo reológico, implementado en el simulador CMG-STARS[®], permitió representar el carácter reofluidizante del gel, en el cual la viscosidad disminuye progresivamente al incrementarse la tasa de corte (Konstantinov et al., 2018). Cabe señalar que en el *software* no se contemplan las regiones newtonianas inferior y superior (η_0 y η_∞ , Figura 42), sino que estas se asignan a los valores de viscosidad correspondientes a las tasas mínima y máxima de corte ingresadas.

Los conjuntos de curvas resultantes para cada gel fueron importados al simulador, ajustando las reglas de mezcla no lineales en función de la concentración. Para esto, las unidades de concentración se convirtieron de ppm a porcentaje en peso (wt%), y la tasa de corte de s^{-1} a $día^{-1}$. Modelos resultantes ilustrados en la Figura 43.

Figura 43.

Ajuste de los modelos reológicos en el software del gel rígido y blando a cada concentración





Nota. a) Reogramas del gel rígido y b) reogramas del gel blando.

Este procedimiento permitió una representación adecuada de la reología de las formulaciones, facilitando la predicción de la viscosidad en función de la tasa de corte y de la concentración, lo cual tuvo un impacto directo en la estimación de la inyectividad, la presión y la tasa de inyección. No obstante, las concentraciones modeladas correspondieron a 1 wt% y 0.5 wt% para el gel rígido y blando, respectivamente, valores a través de los cuales Sandoval Martinez et al. (2025) determinaron los factores de resistencia residual a través de pruebas de *coreflooding*.

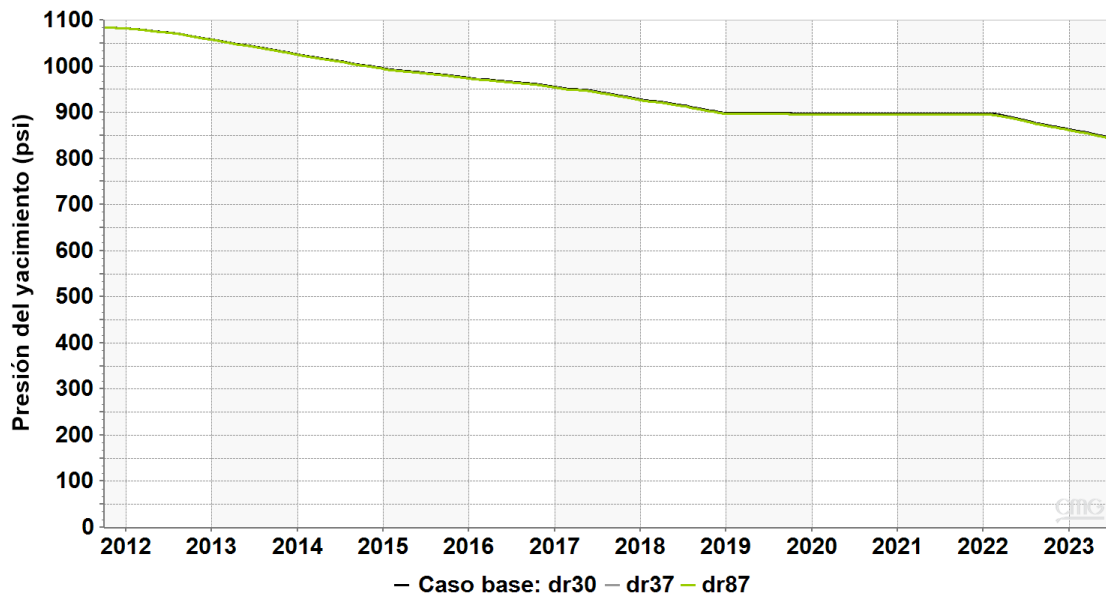
5.2. Preacondicionamiento para la aplicación de geles

El modelo del pozo W-01, previamente calibrado y validado en términos de producción e influjo de agua, se discretizó en el radio, manteniendo en la vertical la resolución de 0.5 ft proveniente de registros. El refinamiento se efectuó en las celdas circundantes al pozo con el propósito de caracterizar con mayor detalle la evolución del fenómeno de conificación y, subsecuentemente, contribuir con el monitoreo de la distribución del gel durante su aplicación, sin alterar el ajuste previamente alcanzado.

Bajo este enfoque, se evaluaron dos escenarios alternativos en los cuales se modificaron las dimensiones radiales de los tres primeros cilindros concéntricos del caso base. Las configuraciones y su comparación con el modelo calibrado se presentan en la Tabla 20, mientras que las respuestas de la presión del yacimiento se ilustran en Figura 44.

Tabla 20.
Caso base y escenarios alternativos de discretización en el radio

Escenario	Número de bloques	Dimensiones de los bloques
Caso base: dr30	30	1*0.542 ft, 29*32.6 ft
dr37	37	10*6.5742 ft, 27*32.6 ft
dr87	87	60*1.0957 ft, 27*32.6 ft

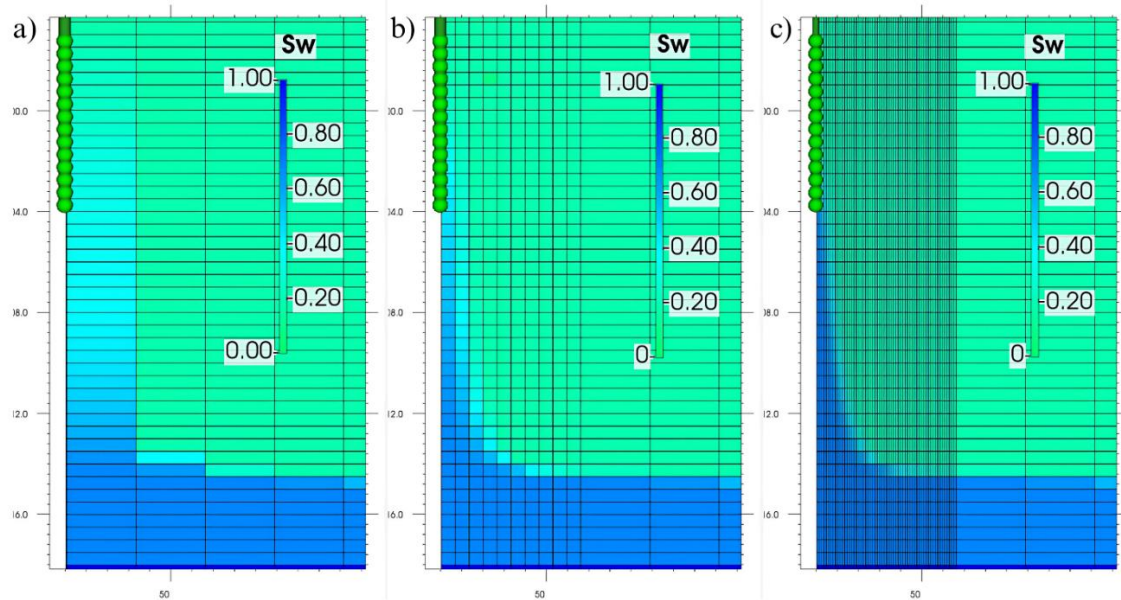
Figura 44.
Comportamiento de la presión del yacimiento ante el redimensionamiento del radio


En la Figura 44 se evidencia que el redimensionamiento de la malla hacia una configuración híbrida mantiene la calibración del modelo, sin cambios significativos en las tendencias. Al mismo tiempo, mejora el seguimiento del desarrollo del cono al permitir un análisis más detallado del comportamiento de la saturación de agua (S_w) en un plano de corte IK (Figura 45).

En este sentido, se seleccionó el escenario de discretización de dr87 (Figura 45c), en el cual los tres primeros radios del caso base fueron subdivididos en 60 celdas, reduciendo su dimensión de 32.6 ft a 1.0957ft.

Figura 45.

Comportamiento de la saturación del agua en el caso base y casos alternativos



Nota. a) caso base con 30 cilindros concéntricos, b) caso alternativo con discretización del radio de 37 cilindros concéntricos y c) discretización del radio de 87 cilindros concéntricos.

De igual forma, se estableció el periodo de cierre previo necesario para que, desde simulación, la presión del pozo y del yacimiento se estabilicen, con el fin de evitar perturbaciones posteriores en el flujo durante la inyección (Reyna, 2024). Para esto, se evaluaron intervalos de 24, 48 y 72 horas, analizándose la respuesta en el BHP y presión del yacimiento (Figuras 46 y 47).

Figura 46.

Comportamiento del BHP del pozo ante diferentes periodos de precierre

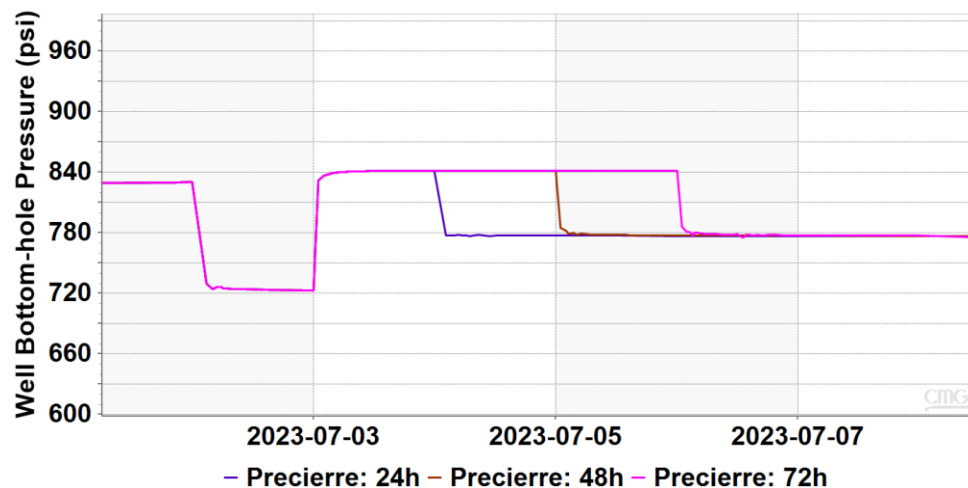
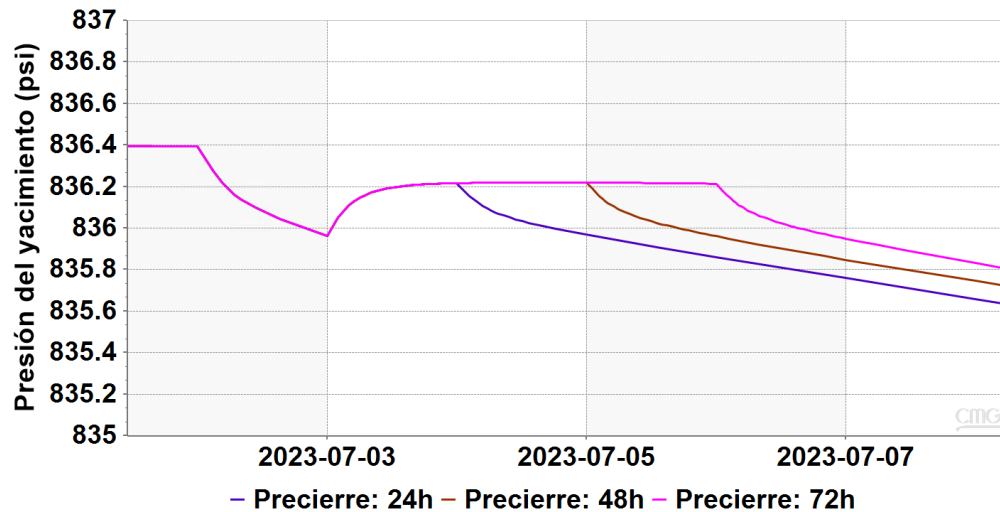


Figura 47.

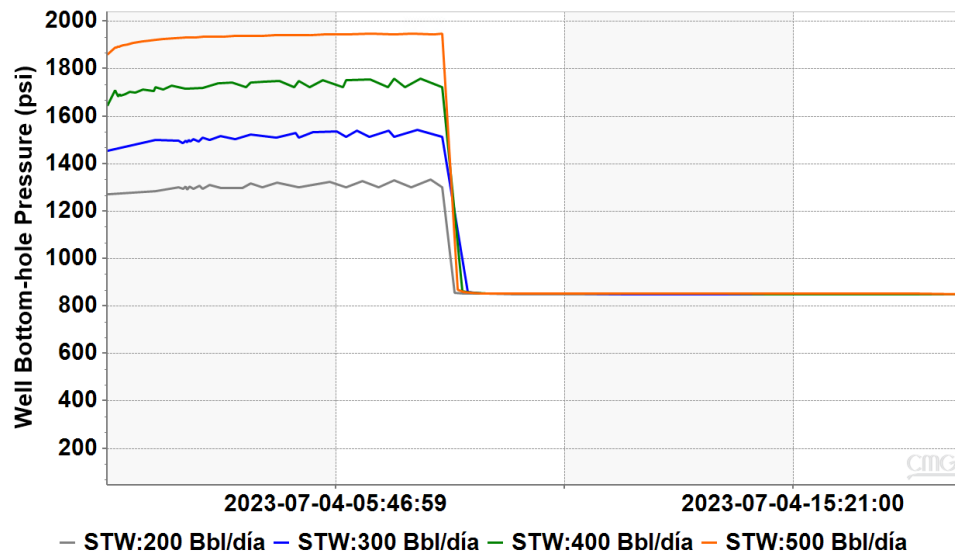
Comportamiento de la presión del yacimiento ante diferentes periodos de precierre



Según el comportamiento de la presión tanto en el pozo como en yacimiento, se observó una estabilización total a las 24 horas de cierre; por lo tanto, esta condición se seleccionó como la adecuada para proceder con la inyección de los sistemas gelificantes.

Seguidamente, se realizó una sensibilidad preliminar de la tasa de inyección, ya que esta variable operativa será analizada en mayor detalle en el capítulo 6. El objetivo consistió en determinar la condición segura de inyección que evite el fracturamiento de la formación y, por consiguiente, restrinja la aparición de tendencias irregulares que puedan generar lecturas o interpretaciones erróneas. Este análisis se efectuó utilizando 3.5 ft de los cañoneos actuales para inyección.

A la profundidad de referencia y según el gradiente reportado por la empresa operadora, la presión de fractura corresponde a 2100.37 psi. En este sentido, se comparó el comportamiento del BHP frente a cuatro tasas de inyección distintas, como se muestra en la Figura 48.

Figura 48.
Respuesta del BHP ante la variación de la tasa de inyección de químico


Una vez desarrollados los cuatro escenarios de evaluación, se determinó que una tasa de 500 Bbl/día proporciona un margen de seguridad de 200 psi por debajo de la presión de fractura. Bajo esta consideración, la inyección de la solución diluida no implica un riesgo operativo, siempre y cuando el gel no desarrolle su efecto de bloqueo durante la etapa de inyección; situación que, a escala de laboratorio, no se presentó.

5.3. Evaluación de estrategias de modelamiento de la reacción de gelificación

La conformación del sistema gelificante HPAM/PEI se produce mediante la interacción del polímero y el entrecruzador orgánico, unión que genera una red tridimensional capaz de retener agua en su interior. La estabilidad de esta red se alcanza durante el denominado tiempo de gelificación, periodo gobernado por balance entra la disponibilidad de sitios activos en el polímero y la velocidad de reacción que controla la formación de enlaces covalentes (Bai et al., 2015; Wang et al., 2024).

Esta reacción se caracteriza como de primer orden (n), según Ortega (2013). Tal clasificación puede identificarse mediante el comportamiento temporal de la concentración de uno

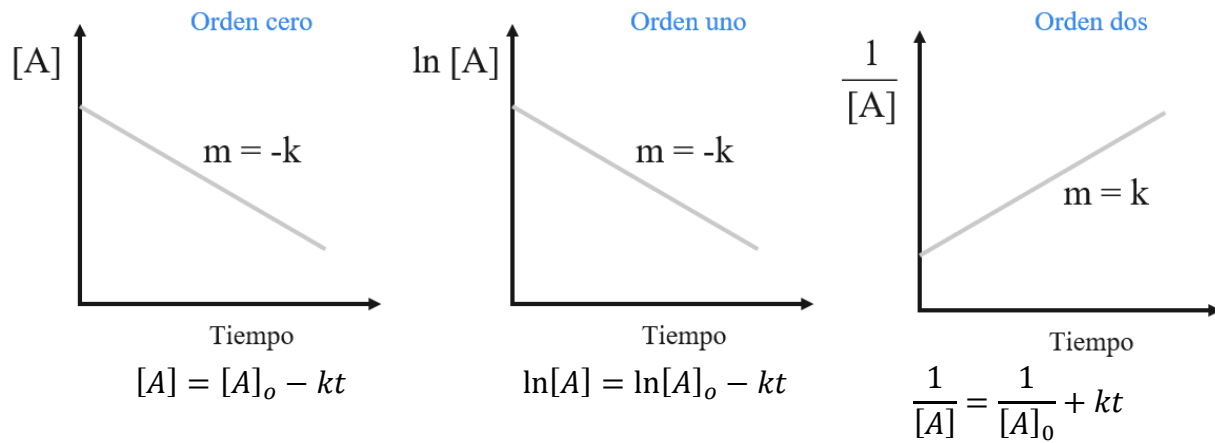
de los reactivos ($[A]$), ya que a medida que dicho reactivo se consume o se transforma con el tiempo, se genera progresivamente el producto a una velocidad de reacción dada por la ecuación 27.

$$r = \text{tasa de reacción} = -\frac{\Delta [A]}{\Delta t} = -k[\text{reactivo}]^n \quad (27)$$

Tras su linealización, es posible determinar el orden de reacción mediante la tendencia obtenida en una gráfica de concentración versus tiempo (Figura 49). El eje ordenado puede representarse en escalas cartesianas, logarítmicas o el inverso de la concentración, permitiendo identificar el orden de reacción y estimar la constante cinética aparente k , asociada a la pendiente (Hipple, 2017; Upadhyay, 2007).

Figura 49.

Tendencias características de la concentración según el orden de la reacción



Este método gráfico fue implementado para validar el comportamiento de primer orden dentro del modelo numérico. Para esto se sensibilizó el factor de frecuencia, parámetro que controla la rapidez de interacción molecular. En este caso, dado que los geles no dependen de la temperatura para su activación, la ecuación 28 de Arrhenius se simplifica, de modo que la constante de velocidad k es equivalente al factor de frecuencia Ff (ecuación 29).

$$r = Ff * e^{-\left(\frac{Ea}{RT}\right)} \quad (28)$$

$$k = Ff \quad (29)$$

Con el propósito de representar este proceso en el yacimiento, se evaluaron dos enfoques de modelamiento: un esquema basado en una única reacción y el segundo, haciendo uso de un sistema de doble reacción.

5.3.1. Sistema de una sola reacción

En este enfoque, la interacción progresiva entre los reactivos se modela a medida que se alcanza la relación estequiométrica, formándose el gel a una velocidad controlada por el factor de frecuencia (ecuación 25). Como valor inicial de F_f se adoptó el propuesto por Scott (1987), igual a 3600, siguiendo además las condiciones operativas de la Tabla 21.

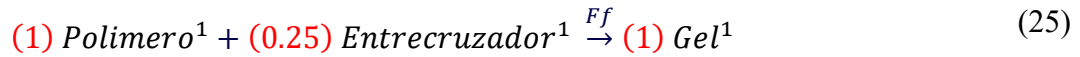


Tabla 21.

Premisas operativas definidas para la inyección de geles

Parámetro	Valor
Precierre, horas	24
Tasa de inyección, Bbl/día	500
Tiempo de inyección de cada gel, horas	8 y 12
Cañoneos usados para inyección, ft	3.5
Cierre postratamiento, horas*	24

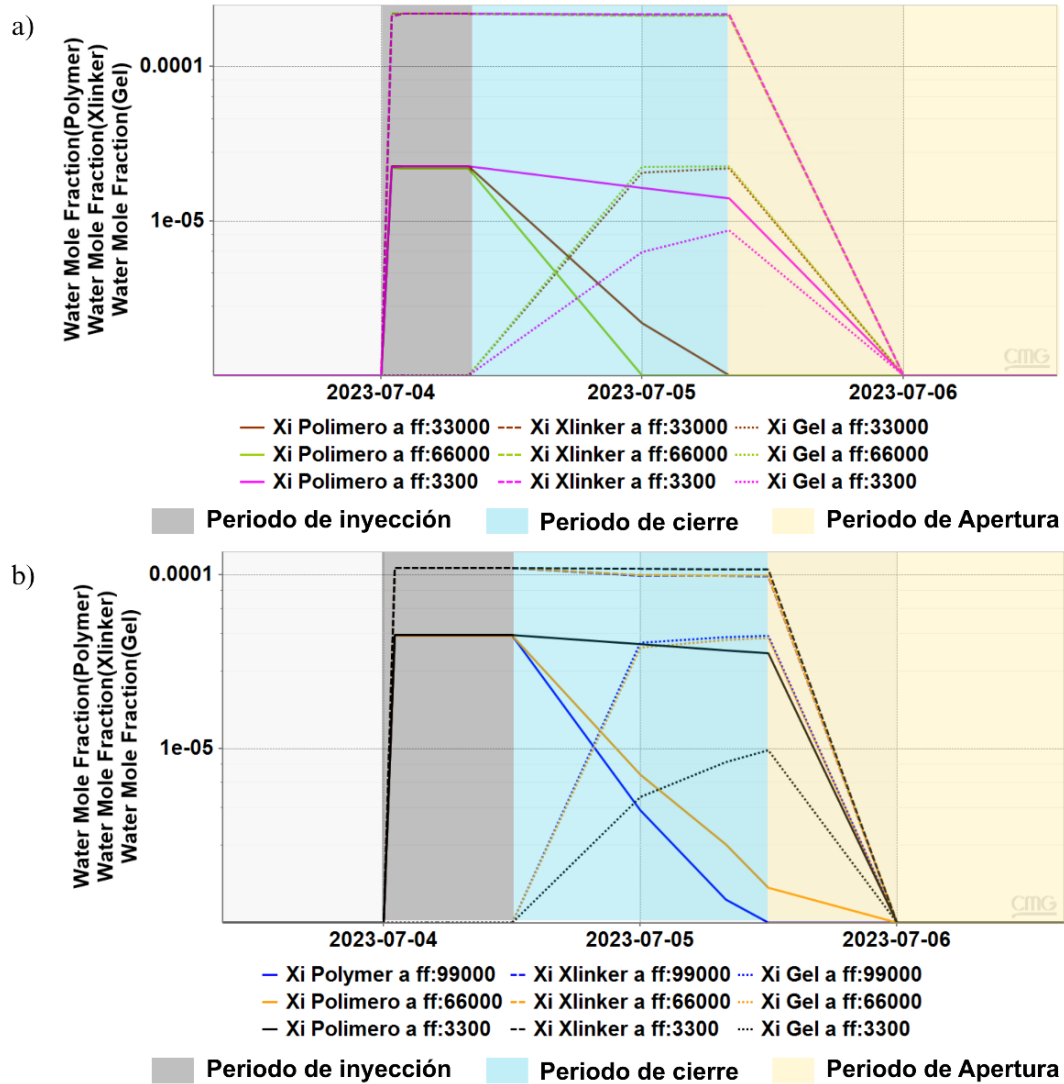
*Nota: *Valor definido por el equipo de formulación*

La secuencia de trabajo desarrollada en esta sección correspondió a una primera etapa de calibración del F_f sin incluir aún los parámetros de adsorción. El objetivo fue representar adecuadamente el orden de reacción y asegurar que la cantidad de gel generada fuese coherente con la fracción molar de polímero inyectado, considerado reactivo limitante por aportar los sitios activos de entrecruzamiento. El entrecruzador se mantuvo en exceso para favorecer la formación de la red tridimensional.

Para el análisis, se graficaron las concentraciones de polímero, entrecruzador y gel en función del tiempo en el bloque frontal a la inyección (1, 1, 123), como se muestra en la Figura 50.

Figura 50.

Fracciones molares de los reactivos y producto en el bloque 1, 1, 123 al emplear diferentes factores de frecuencia para cada tipo de gel



Nota. Comportamiento de las fracciones molares en la reacción de gelificación: a) gel rígido, b) gel blando.

Los resultados permiten verificar, para ambos sistemas (gel rígido y gel blando), el comportamiento de primer orden, en donde la concentración de polímero disminuye de forma

gradual y aproximadamente lineal durante el periodo de cierre (resaltado en color celeste), mientras que la concentración de gel aumenta progresivamente. Esto confirma que la velocidad de gelificación está limitada por el consumo de polímero, mientras el entrecruzador permanece por lo general en exceso.

Tras la sensibilización del F_f , se identificaron valores entre 33000 y 66000 para el gel rígido, ya que reproducen el orden de la reacción y permiten la generación completa del gel antes de la reapertura del pozo, aunque con pendientes diferenciadas.

Para el gel blando, este proceso iterativo fue más complejo, ya que la transformación más lenta del polímero y el entrecruzador en gel, atribuida a su menor peso molecular y estructura menos rígida (D-E); requiere de valores mayores de Ff que garanticen que no se generan entrecruzamientos prematuros durante las 12 horas de inyección, y se crea la totalidad del gel antes de la reapertura del pozo. Condiciones que a diferencia del gel rígido solo fueron alcanzadas en un valor puntual igual a 99000.

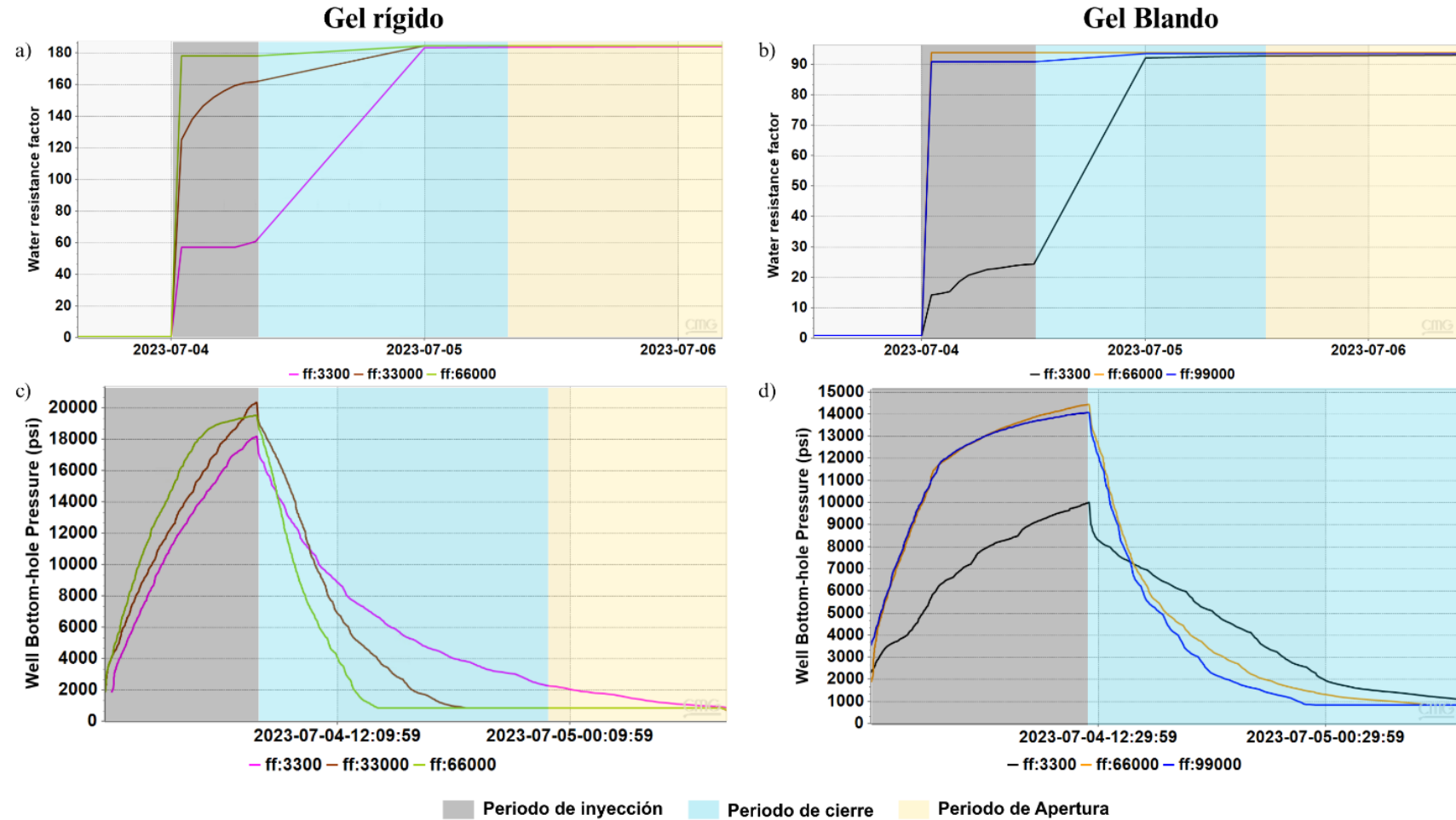
Posteriormente se incorporaron los parámetros de adsorción para ambos sistemas, generándose los perfiles del factor de resistencia residual (FFR) y del BHP del inyector (Figura 51).

En esta etapa se observó que, bajo el enfoque de una sola reacción, todos los escenarios presentan activación temprana del bloqueo, en donde el gel comienza a desarrollar su efecto desde el inicio de la inyección, ocasionando sobrepresiones inmediatas.

Sin embargo, se identifica que valores bajos del Ff , como 3300, aunque no alcanzan la concentración de gel esperada según la cantidad de polímero inyectado, contribuyen a retrasar la activación numérica del proceso de gelificación dentro de la malla, mitigando parcialmente el bloqueo prematuro.

Figura 51.

Comparación de los perfiles de FFR y BHP en función del tipo de gel rígido y blando



Nota. a y c) Factor de resistencia y BHP del inyector del gel rígido, b y d) Factor de resisitencia y BHP del inyector del gel blando

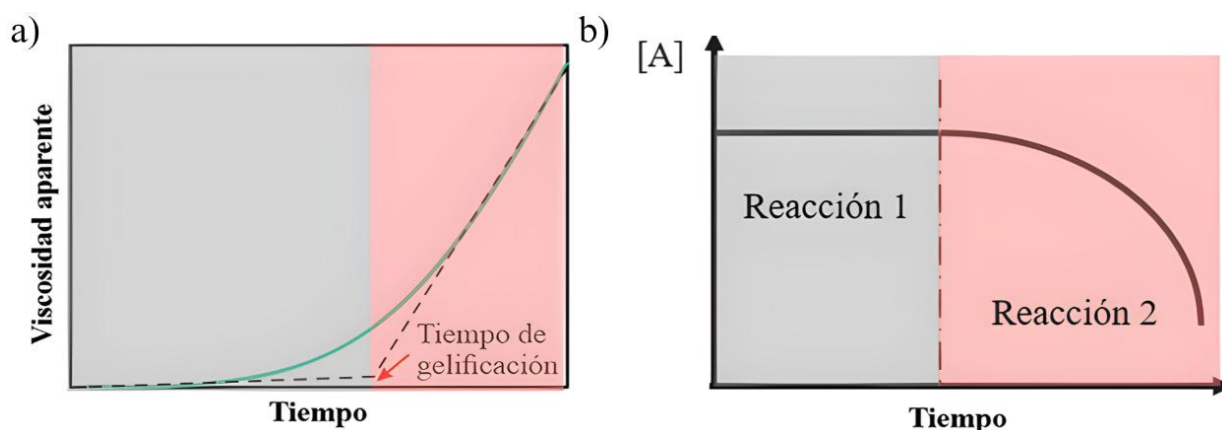
En este sentido, se concluye que el modelamiento del gel a través de un sistema de una sola reacción, no mantiene su condición fluida hasta el tiempo de gelificación de 8 y 12 horas, respectivamente; ya que el efecto de bloqueo asociado a los parámetros de adsorción se activa desde las etapas iniciales del proceso, es decir, cuando las celdas presentan concentraciones incipientes de gel. Razón por la cual se evaluó un nuevo enfoque de modelamiento y *keywords*, en la sección posterior.

5.3.2. Sistema de doble reacción

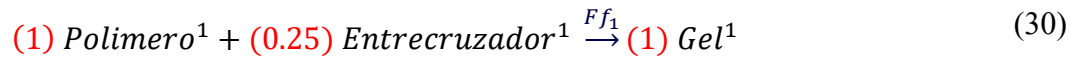
El segundo enfoque consiste en modelar la generación del gel mediante la subdivisión del proceso de gelificación en dos etapas consecutivas: una reacción de generación (ecuación 30) y una reacción de consumo (ecuación 31). Esta propuesta se fundamenta en la premisa de que el sistema presenta dos velocidades de reacción diferenciadas (Thompson & Kwon, 1999): una etapa inicial lenta, en la cual los reactivos interactúan progresivamente sin generar aún una red significativa, y una segunda etapa en la que, al alcanzarse el tiempo de gelificación, la conversión hacia gel se acelera drásticamente, acompañada de un aumento abrupto en la viscosidad (Figura 52).

Figura 52.

Caracterización del sistema gelificante a través del uso de dos reacciones



Nota. a) Evolución de la viscosidad y b) variación de la concentración del reactivo en función del tiempo para cada reacción.



Bajo este planteamiento, se empleó la *keyword* RXRANGE para condicionar la activación de la segunda reacción en función de la fracción molar de gel formada en la primera (CMG, 2024). Recurso clave para ejercer un mayor control sobre la inicialización del proceso de gelificación, considerando que el *software* no dispone de un comando que permita definir explícitamente el tiempo de activación de las reacciones, y la cinética por sí sola resulta insuficiente para reproducir este comportamiento.

En este enfoque, para el modelamiento de la primera reacción se asignó el factor de frecuencia calibrado en la sección anterior, siendo renombrado como Ff_1 . No obstante, dado que para el gel rígido no fue determinado un valor sino un rango, se tomó como punto de partida el límite inferior correspondiente a 33000.

Posteriormente, se procedió a sensibilizar la variable de concentración mínima (Xmin), intrínseca a la *keyword* RXRANGE, con el fin de activar la segunda reacción en el tiempo de gelificación y, de esta manera, generar el desarrollo del efecto de bloqueo asociado.

Seguidamente, se llevó a cabo la sensibilización del Ff_2 , representando así la rápida transformación del Gel de la primera reacción en Gel_abs (Tabla 22). Tendencias resultantes ilustradas en la Figura 53.

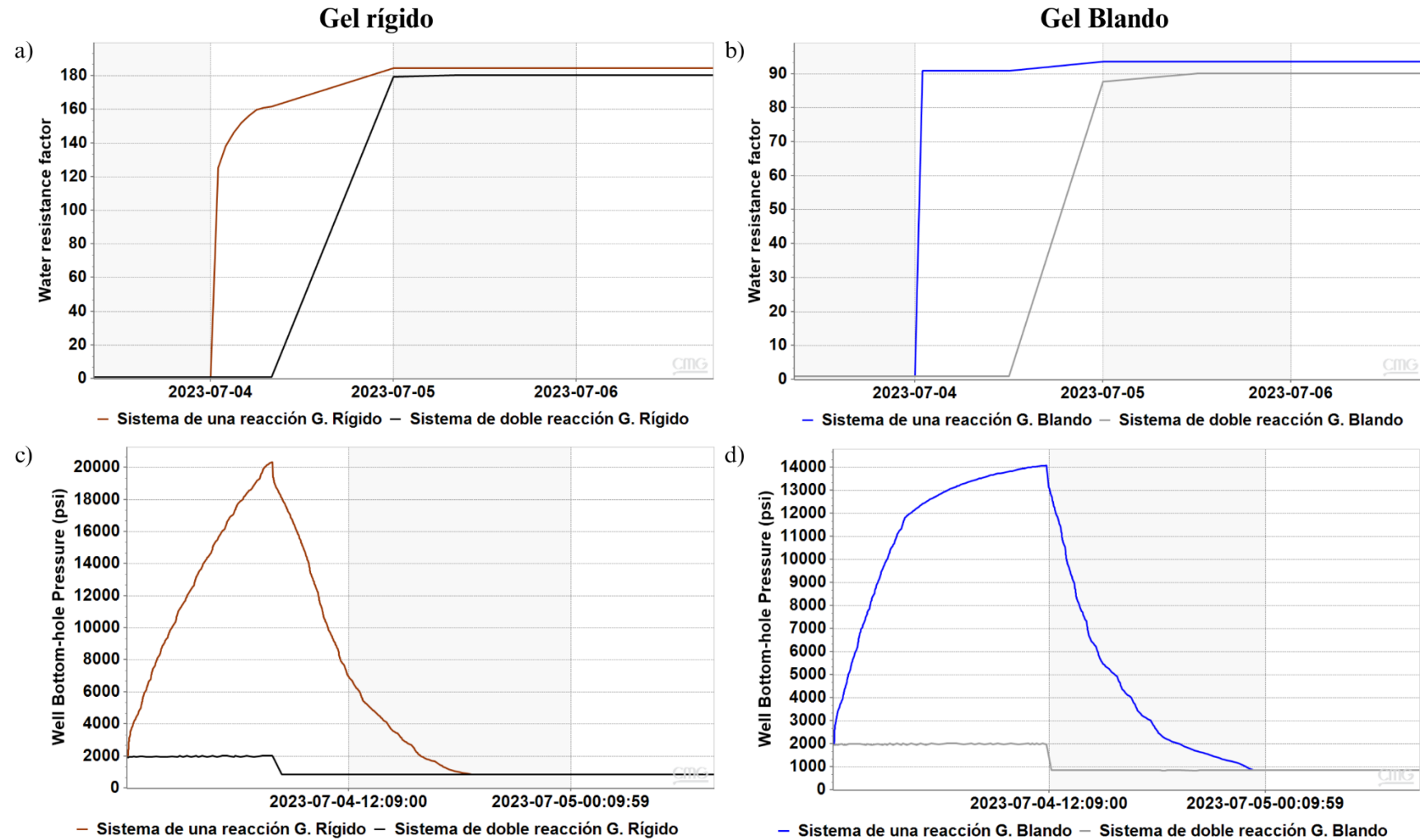
Tabla 22.

Parámetros cinéticos definidos en el enfoque de doble reacción

Variable	Gel rígido	Gel Blando
Ff_1	33000	99000
Ff_2	100000	891000
Xmin	0.00001496	0.00004

Figura 53.

Comparativa entre perfiles de FFR y BHP de cada tipo de gel entre los enfoques de una y doble reacción



Nota. a y c) Factor de resistencia y BHP del inyector del gel rígido, b y d) Factor de resistencia y BHP del inyector del gel blando

Los resultados presentados en la Figura 53 demuestra que el cambio de enfoque de una sola reacción a un sistema de doble reacción permite activar la generación del Gel_abs a partir del tiempo de gelificación para ambos tipos de gel. Ajuste que a su vez evita la aparición de sobrepresiones en el pozo durante la inyección y posibilita una representación más realista del comportamiento del FFR, a medida que los reactivos interactúan y se desarrolla el efecto de bloqueo asociado a la formación del gel.

Por su parte, a través de la Tabla 22 se observa que el factor de frecuencia correspondiente a la primera reacción (Ff_1) es menor en el gel rígido respecto al gel blando. Este comportamiento se asocia al mayor peso molecular del polímero empleado en el gel rígido, cuya estructura genera una menor movilidad y una cinética de interacción más lenta durante la etapa inicial de formación de la solución gelificante.

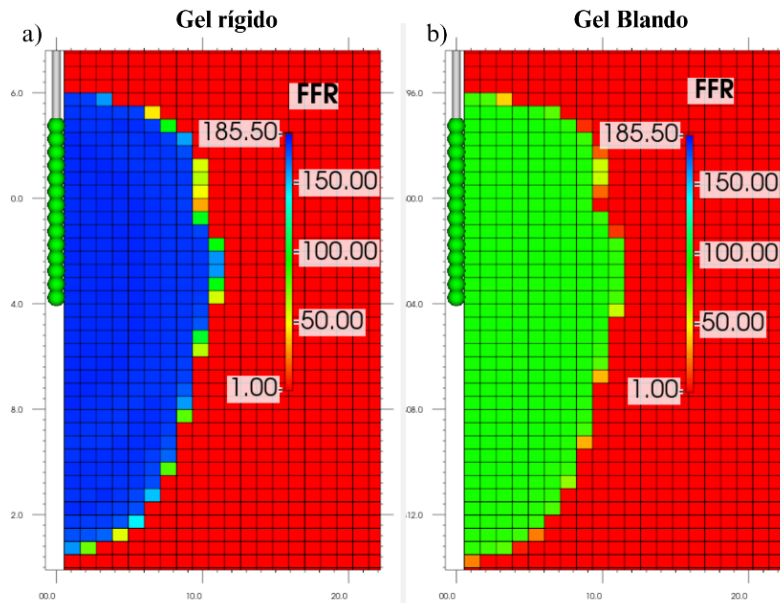
Asimismo, en ambos sistemas se valida la hipótesis planteada acerca de la existencia de dos velocidades de reacción diferenciadas (Thompson & Kwon, 1999), en donde el valor del Ff_2 , asociado a la segunda reacción, resulta significativamente mayor que el Ff_1 . Este comportamiento refleja la transición desde una fase predominantemente fluida hacia una etapa de rápido entrecruzamiento y formación de la red tridimensional responsable del efecto de bloqueo.

Esta diferenciación cinética se complementa con los valores de X_{min} empleados para condicionar la activación de la segunda reacción, los cuales indican que el gel rígido requiere una fracción molar ligeramente menor para iniciar la fase de gelificación. Este resultado concuerda con su tiempo de gelificación más corto (8 horas) y su estructura polimérica más densa, que favorece la formación de redes compactas y resistentes.

Una vez validada la técnica de modelamiento para la generación del gel en la formación, se analizó el comportamiento del FFR en ambos geles al momento de la reapertura del pozo productor, considerando un plano de corte IK (Figura 54).

Figura 54.

Distribución espacial del FFR en las proximidades del pozo para ambos geles durante la reapertura del productor.



Nota: círculos verdes: cañoneos productivos actuales del pozo.

De acuerdo con los resultados de la Figura 54, el patrón de distribución del gel presenta una extensión preferente en dirección vertical, con una forma elipsoidal que abarca la totalidad de los intervalos cañoneados (7 ft). Se estimaron radios de invasión cercanos a 10.957 ft, observándose comportamientos similares entre ambos tipos de gel, aun cuando el gel blando fue inyectado cuatro horas más que el gel rígido.

Este patrón de distribución será evaluado con mayor profundidad en el capítulo siguiente mediante el desarrollo de sensibilidades sobre los parámetros operativos y la evaluación de técnicas alternativas de colocación, con el propósito de liberar una fracción de los cañoneos al flujo y evitar el taponamiento total del pozo.

Finalmente, dado que el gel blando presenta un FFR aproximadamente 50% menor, un mayor volumen de inyección y una distribución similar a la del gel rígido, se descarta su inclusión en los escenarios de sensibilidad posteriores, priorizándose el gel rígido por su mayor efectividad de bloqueo.

6. Evaluación integral del desempeño de la inyección de geles poliméricos bajo diferentes condiciones de aplicación

El presente capítulo profundiza en la evaluación del desempeño del gel rígido seleccionado en la etapa previa, con el fin de establecer las condiciones operativas que maximicen su efectividad en el control de la producción de agua, minimizando simultáneamente el consumo de reactivo.

En este sentido se desarrollaron sensibilidades en las fracciones de los cañoneos habilitados para la inyección y tasa de inyección, al ser los parámetros operativos que gobiernan el proceso. Monitoreándose el comportamiento de la presión, sin alcanzar la presión de fractura y manteniendo el desarrollo del efecto de bloqueo al alcanzarse el tiempo de gelificación a través del método de modelamiento de doble reacción definido en el capítulo anterior.

Posteriormente, se evaluó la respuesta del sistema bajo condiciones heterogéneas del medio y se llevó a cabo un análisis comparativo entre dos técnicas de colocación, *bullhead* e inyección dual, con el fin de establecer cuál ofrece el mayor beneficio técnico y operativo para su aplicación.

6.1. Sensibilidad de parámetros operacionales

6.1.1. Efecto de la fracción de cañoneos activos y tasa de inyección

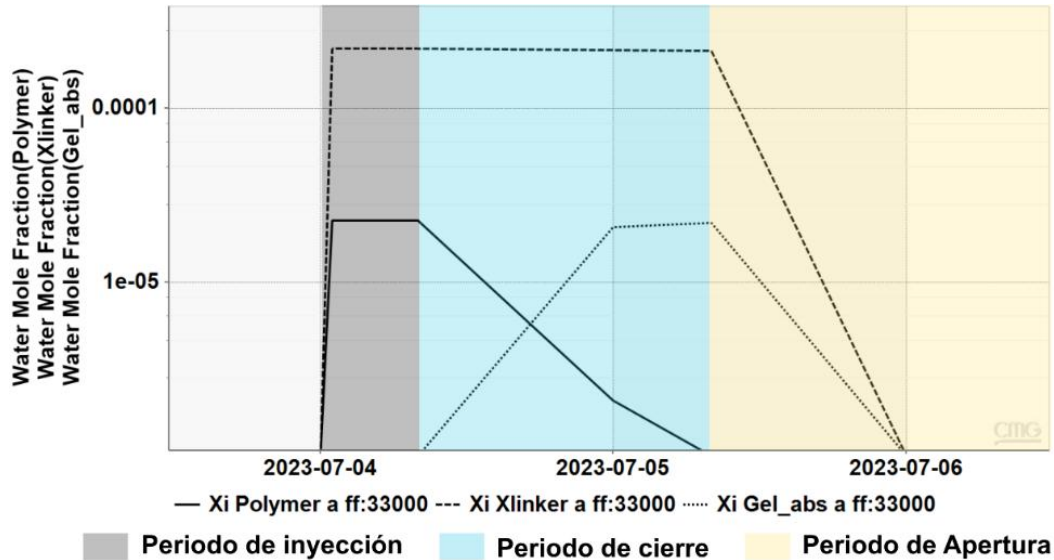
El primer parámetro sensibilizado correspondió a la fracción de cañoneos habilitados para la inyección, con el propósito de evaluar su efecto sobre la distribución del gel en el yacimiento y la posibilidad de liberar la sección superior de los intervalos productivos al reducir la fracción de 3.5 ft a 2 ft.

Bajo este enfoque, se siguió el flujo de trabajo previamente definido. En primer lugar, se verificó que la proporción de gel generado correspondiera a la fracción molar de polímero inyectado en ausencia de adsorción, con el fin de validar los factores de frecuencia establecidos. Los resultados indicaron que la variación en la fracción de cañoneos empleados no afecta la

calibración cinética del sistema de doble reacción, manteniéndose en todos los escenarios la proporcionalidad observada en el caso de 2 ft de la Figura 55.

Figura 55.

Fracciones molares de los reactivos y producto en el bloque 1, 1, 123 al emplear 2 ft de cañoneos

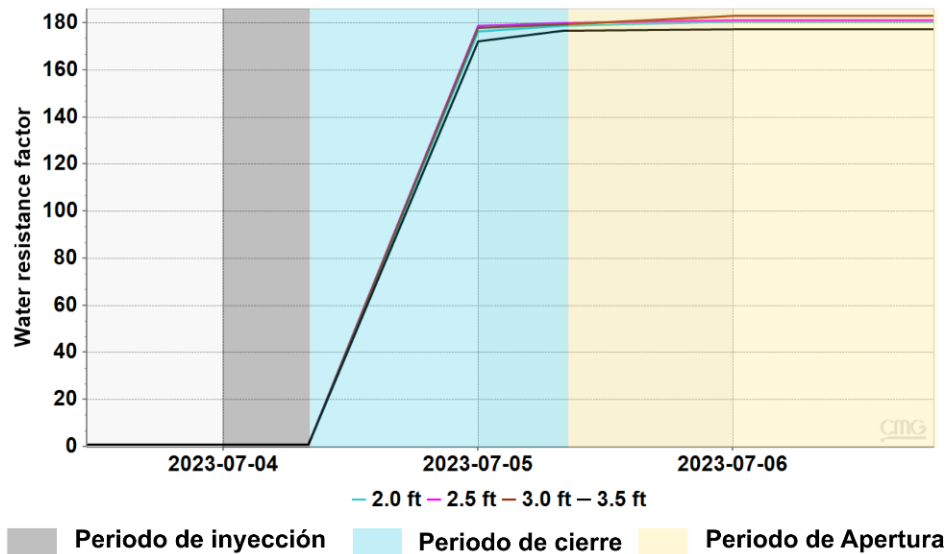


Posteriormente, se analizó la activación de la segunda reacción al incorporar los efectos de adsorción y regular el desarrollo del efecto de bloqueo mediante el parámetro X_{min} de la *keyword* RXRANGE, valor definido en el capítulo anterior (Figura 56).

Este comportamiento evidenció que la generación del efecto de bloqueo se mantenía una vez alcanzado el tiempo de gelificación (8 horas) y el equilibrio cinético permanecía estable en todos los escenarios analizados al utilizarse los valores de X_{min} , Ff_1 y Ff_2 determinados en el apartado anterior. No obstante, al limitarse el desarrollo de la segunda reacción por la concentración del producto de la primera reacción, el FFR resultante presentó una reducción en su valor máximo del 3.5% frente al valor reportado por Sandoval Martinez et al. (2025) de 185.5. Valor que se encuentra dentro de los límites permisibles de variación.

Figura 56.

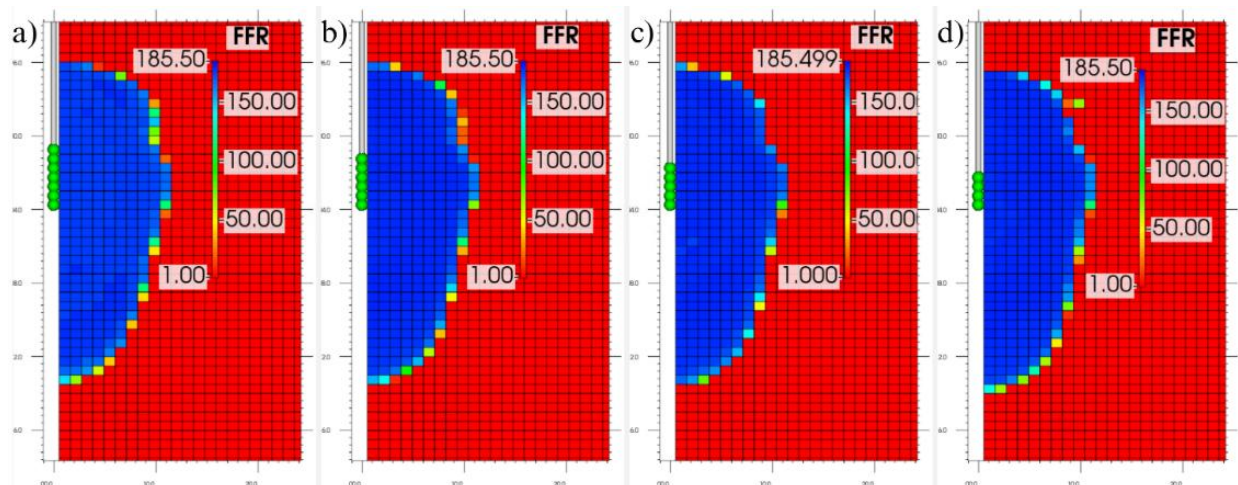
Distribución del FFR ante la variación en la cantidad de cañoneos utilizados para inyección en el bloque 1, 1, 123



Por su parte, al evaluar el comportamiento del FFR desde un plano de corte IK al momento de la reapertura del pozo (Figura 57), se observó una distribución similar del gel de la segunda reacción (Gel_abs) en todos los escenarios, independientemente de la cantidad de cañoneos utilizados. Este resultado indica que es factible emplear un intervalo reducido sin comprometer la cobertura del gel.

Figura 57.

Distribución del FFR en la reapertura del pozo ante la variación de cañoneos (500 Bbl/día)

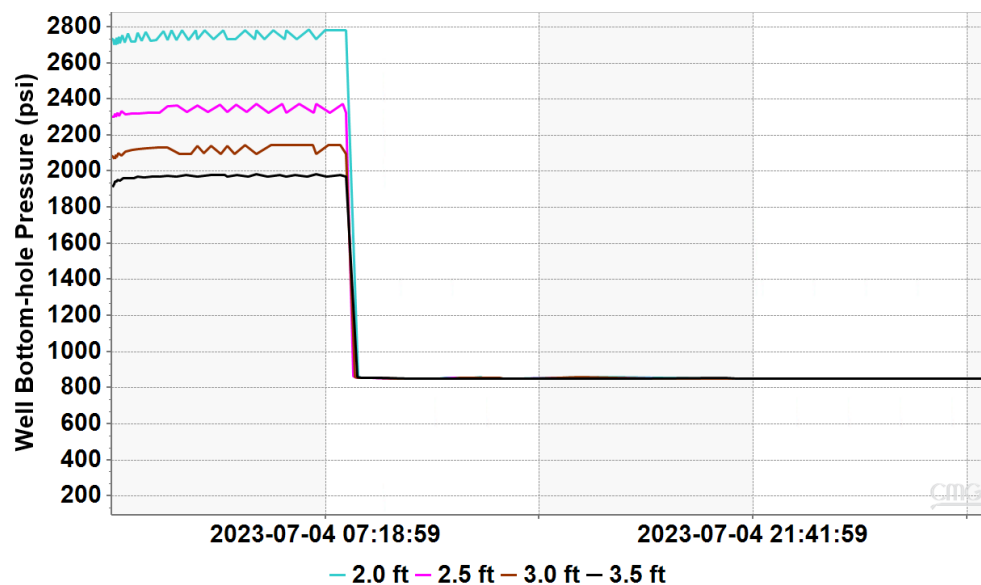


Nota. a) 3.5 ft (escenario base del capítulo anterior), b) 3 ft, c) 2.5 ft, d) 2 ft.

Sin embargo, la reducción del intervalo de inyección incrementó la presión de fondo (BHP) al mantenerse una tasa constante de 500 Bbl/d, dado que el área efectiva de inyección fue menor. Esta tendencia se refleja en la Figura 58, donde los escenarios con menores longitudes cañoneadas presentaron mayores sobrepresiones. Condición que a su vez ocasionó fluctuaciones numéricas debido al incremento de la presión por celda, dificultando la convergencia del modelo a la tolerancia relativa de 0.001 (CMG, 2024).

Figura 58.

Comportamiento del BHP del inyector ante la variación en la fracción de los cañoneos empleados



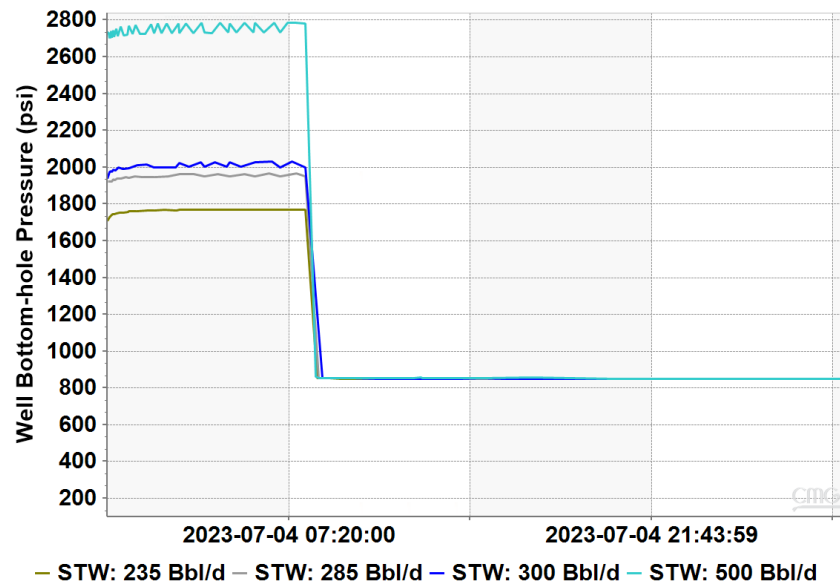
En este sentido, dado que los tres escenarios alternativos mostraron patrones equivalentes de invasión del gel y mantuvieron la activación del efecto de bloqueo después de la octava hora, se decidió continuar las sensibilidades únicamente con el caso de 2 ft. Ya que requería menor área de inyección y, por tanto, permitía reducir la tasa inyectada.

Bajo este nuevo enfoque, se determinó la tasa de inyección que evitara el fracturamiento de la formación y, adicionalmente, se evaluó si la reducción del caudal contribuía a liberar parcialmente la sección superior de los cañoneos sin comprometer la efectividad del tratamiento.

La sensibilización de la tasa de inyección permitió mitigar el ruido numérico del BHP al reducir el caudal, estableciéndose una tasa operativa segura de 300 Bbl/d. Bajo esta condición, se alcanzaron tendencias de presión estables con valores máximos de 2030 psi, es decir, 70.37 psi por debajo de la presión de fractura (Figura 59) y un radio de invasión sin fracturar la roca, equivalente a 8.77 ft (Figura 60).

Figura 59.

Determinación de la tasa de inyección segura en el caso de 2 ft cañoneados



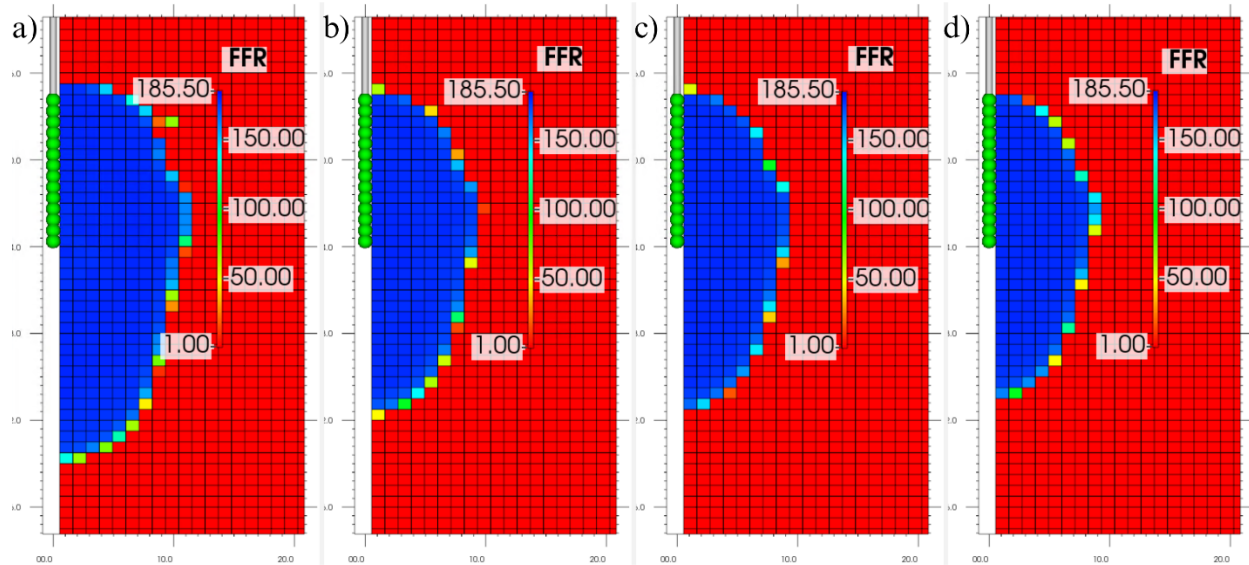
No obstante, algunos caudales generaron inestabilidad numérica o impidieron la ejecución de las simulaciones, perturbando el equilibrio cinético previamente calibrado. Esta situación evidenció la interdependencia entre las variables operacionales y cinéticas del sistema, lo que restringe la factibilidad de implementar sensibilidades automáticas mediante CMG-CMOST®, dado que la modificación de un parámetro compromete la estabilidad de los demás.

Según los patrones de distribución de la Figura 60, el radio de invasión depende directamente de la tasa de inyección, con una variación de 2.19 ft entre el caso base (a) y el escenario calibrado (b). Esta diferencia confirma la tendencia preferencial del gel a propagarse verticalmente hacia la zona inferior del intervalo, donde la ausencia de barreras petrofísicas

favorece su avance, destacando la influencia de la arquitectura del medio poroso en su propagación.

Figura 60.

Evaluación del comportamiento del FFR en la reapertura del pozo al sensibilizar la tasa de inyección del tratamiento

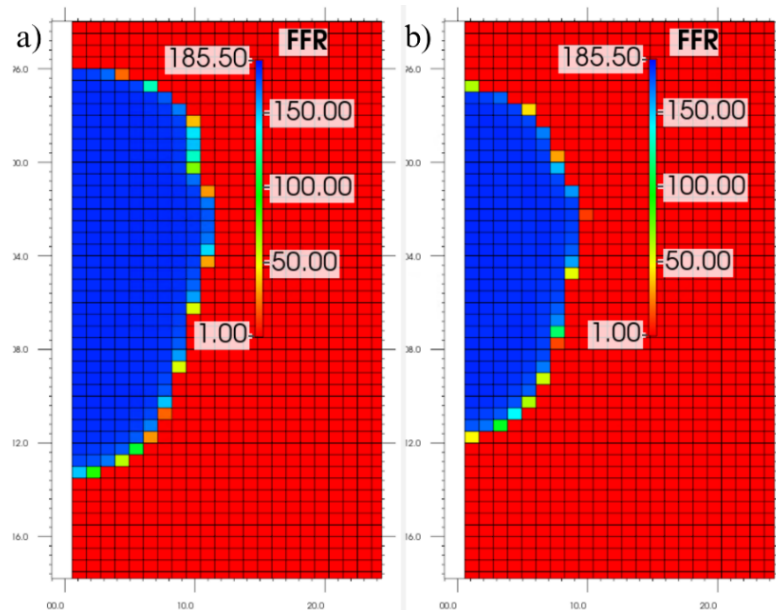


Nota. a) STW: 500 Bbl/d (caso base), b) STW: 300 Bbl/d, c) STW: 285 Bbl/d, d) STW: 235 Bbl/d; círculos verdes: cañoneos productivos actuales.

Acto seguido, se comparó la distribución del FFR y las tendencias productivas entre el escenario calibrado (2 ft, 300 Bbl/d) y el caso inicial sin sobrepresión (3.5 ft, 500 Bbl/d), como se muestra en las Figuras 61 y 62. Esta comparación evidenció el mantenimiento de la diferencia de 2.19 ft en el radio de invasión, así como patrones similares de distribución del gel y obstrucción total de los cañoneos, aunque esta última condición fue más marcada en el escenario de 3.5 ft debido a la mayor tasa de inyección.

Figura 61.

Distribución del FFR entre el escenario calibrado de 2 ft y 3.5 ft cañoneados al momento de la reapertura del pozo



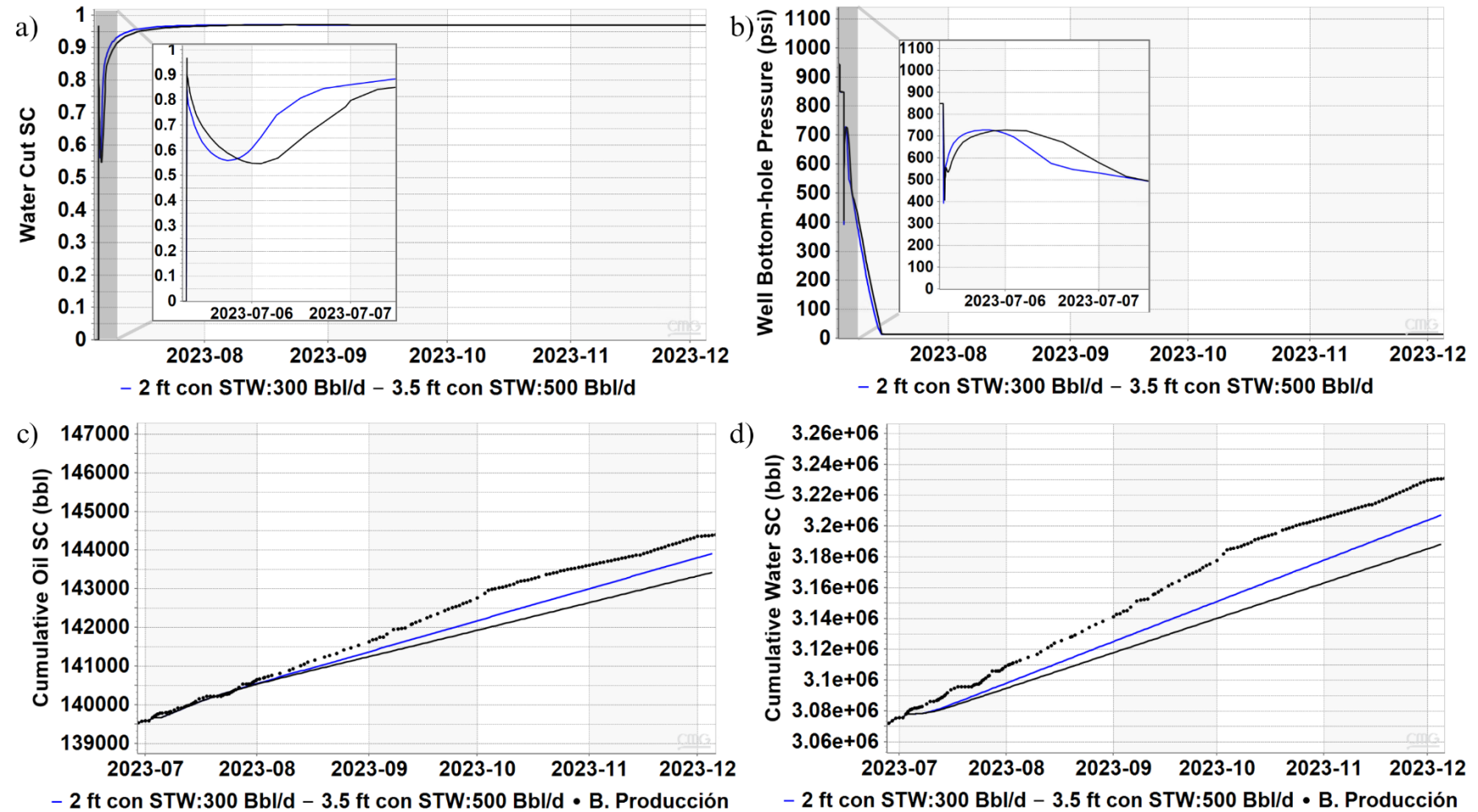
Nota. a) 3.5 ft cañoneados con STW de 500 Bbl/d, b) 2 ft cañoneados con STW de 300 Bbl/d

Al extender el análisis cinco meses después del tratamiento y contrastarlo con la base histórica (Figura 62), se observó que la reducción de la longitud cañoneada a 2 ft respecto a los 3.5 ft iniciales favoreció una mayor producción de aceite bajo un *constraint* postratamiento de 39 Bbl/d. Sin embargo, este incremento productivo redujo la efectividad del gel, ya que el frente de gelificación no alcanzó la extensión lateral necesaria para contener el ascenso del agua, requiriendo mayores caídas de presión para sostener el *constraint*.

Estas tendencias resaltan la estrecha relación entre aceite y agua, en donde al perderse inyectividad y disminuir el empuje del acuífero, el pozo no logró mantener una tasa estable de producción durante todo el periodo de análisis. Como consecuencia, la producción acumulada de aceite se ubicó por debajo de la reportada por la empresa operadora sin tratamiento, aun cuando la producción de agua se redujo entre un 14.04 % y 27.06 %.

Figura 62.

Tendencias productivas comparativas entre los escenarios calibrados de 2 ft y 3.5 ft cañoneados



Nota. a) Corte de agua, b) presión de fondo de pozo (BHP), c) producción acumulada de aceite y d) producción acumulada de agua

Finalmente, se descartó la reubicación de los cañoneos hacia zonas más profundas, dado que el modelo no presenta barreras petrofísicas que permitan aumentar la eficiencia del tratamiento mediante una inyección inferior. Este análisis se profundiza en la sección 6.2, donde se examina la viabilidad de esta estrategia bajo condiciones de heterogeneidad vertical.

6.1.2. Determinación del constraint del productor postratamiento

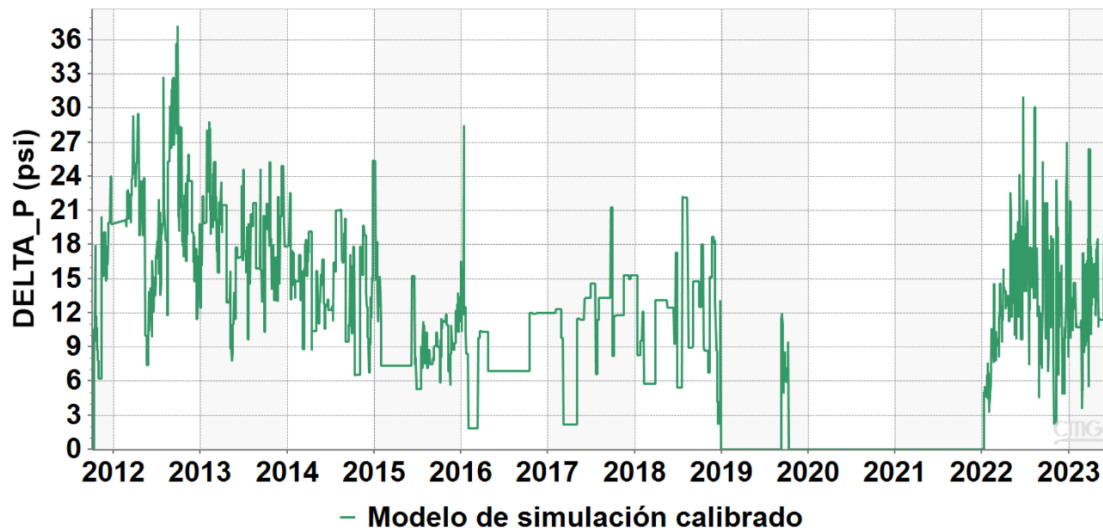
En esta fase se evaluó la sensibilidad del modelo frente a distintas condiciones de *constraint* del productor posterior al tratamiento, con el propósito de definir un régimen operativo que garantizara la estabilidad de presión y la sostenibilidad productiva del pozo. Durante la calibración del modelo, el control de producción se estableció mediante la tasa de aceite (STO), dado que este parámetro correspondía al registro más confiable disponible, lo cual permitió ajustar adecuadamente la respuesta del influjo de agua. Sin embargo, tras la aplicación del tratamiento de geles, la tasa real de producción se tornó incierta, por lo que resultó más pertinente redefinir el *constraint* del pozo en términos de caída o deltas de presión (ΔP).

Este enfoque refleja de manera más realista las condiciones de control operativo en pozos que emplean sistemas de levantamiento artificial tipo PCP o BES, donde el régimen de bombeo está determinado principalmente por la diferencia de presión, más que por una tasa fija de flujo. En consecuencia, la selección de ΔP como variable de control permite representar con mayor fidelidad la dinámica operativa del sistema, evita fluctuaciones bruscas de presión de fondo y mantiene la operación dentro de los límites económicamente viables, previniendo que el pozo drene aceleradamente el yacimiento y comprometa su productividad a mediano plazo.

Con base en la tendencia histórica de la caída de presión (Figura 63), se identificaron variaciones significativas a lo largo del periodo productivo, con valores entre 5 y 35 psi.

Figura 63.

Comportamiento de la caída de presión desde finales del 2011 a principios del 2023



A partir de este comportamiento, se definieron los escenarios de sensibilidad postratamiento, seleccionándose ΔP de 25, 50, 75 y 100 psi. Estos rangos representaron condiciones operativas acordes con la capacidad de control de la bomba y permitieron analizar el equilibrio entre la eficiencia de drenaje, la estabilidad del sistema y la efectividad del tratamiento aplicado (Figura 64).

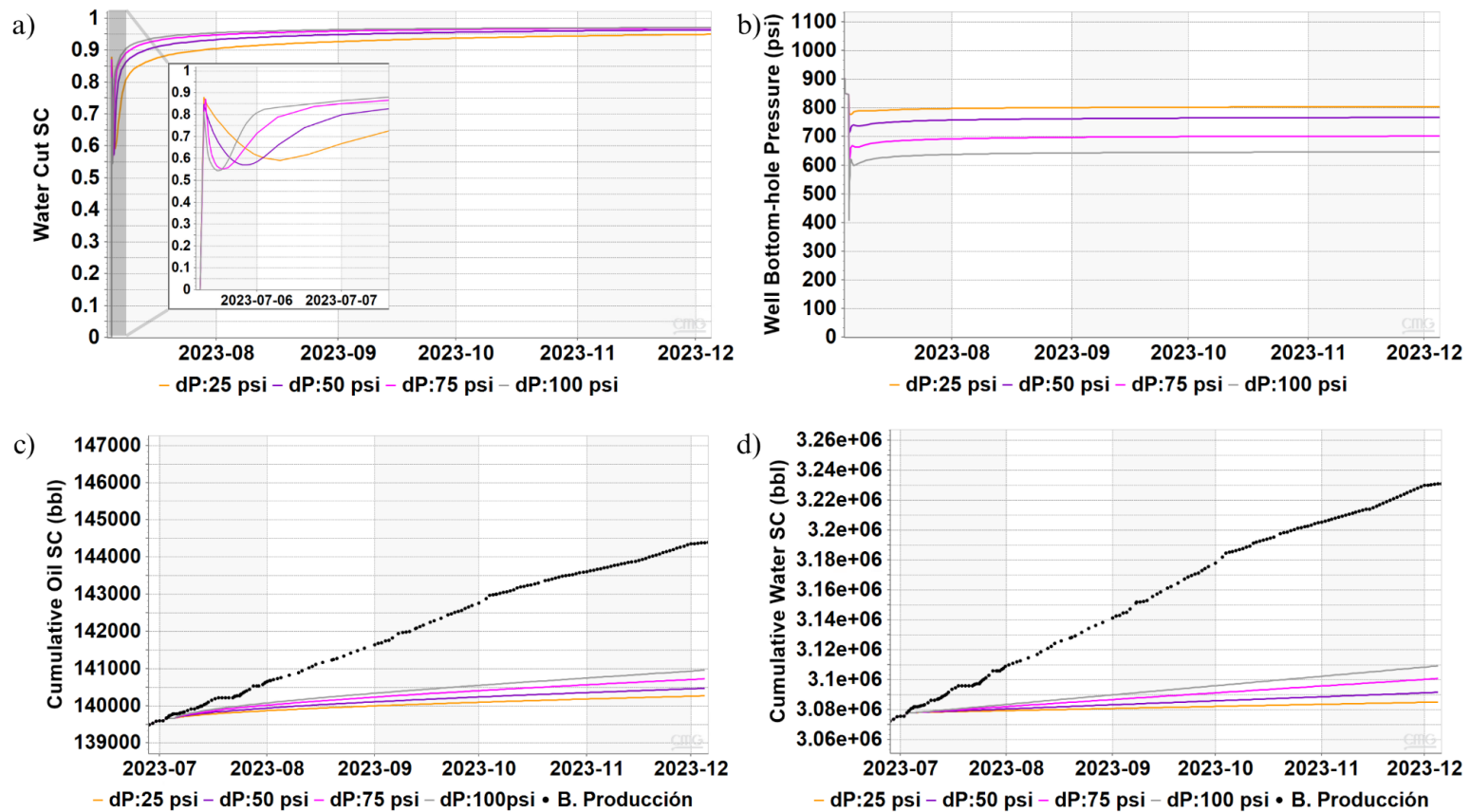
Como se observa en las tendencias resultantes de la Figura 64, la modificación del *constraint* postratamiento de STO a ΔP permitió mejorar la efectividad del gel. Obteniendo en el escenario de 25 psi una mayor durabilidad del tratamiento, manteniéndose el corte de agua por debajo de 0.93 durante aproximadamente dos meses (reducción aproximada del 95.43%), en comparación con la tendencia histórica del pozo sin tratamiento, cuyo corte promedio alcanzaba el 0.97.

No obstante, al comparar los escenarios, se evidenció que el incremento de ΔP aceleró el aumento del corte de agua y redujo progresivamente la presión en la vecindad del pozo, alcanzándose valores de hasta 600 psi. Aunque estas presiones se mantienen por encima del límite

operativo mínimo de 200 psi, la producción de aceite disminuye de manera marcada, con reducciones cercanas al 87.39% respecto al escenario base sin tratamiento. Este deterioro productivo impide compensar económicamente el costo del tratamiento y demuestra que un ΔP elevado acorta la vida útil del gel.

Figura 64.

Tendencias productivas comparativas resultantes ante la modificación del constraint a delta de presión



Nota. a) Corte de agua, b) presión de fondo de pozo (BHP), c) producción acumulada de aceite y d) producción acumulada de agua

El comportamiento anterior responde en parte a la configuración del pozo, ya que únicamente los 2 ft inferiores del intervalo fueron utilizados para la inyección, manteniéndose los 7 ft habilitados para producción. Si bien esta disposición evita la obstrucción total del intervalo productivo, el flujo de fluidos hacia el pozo queda parcialmente restringido, reduciendo su capacidad de drenaje y su aporte de aceite. Así, aunque el tratamiento reduce el influjo de agua, también limita significativamente la productividad del pozo, evidenciando una relación inversa entre control de agua y recuperación de crudo.

Bajo este contexto, surge la necesidad de evaluar alternativas que permitan liberar parte de la sección superior de los cañoneos sin comprometer la integridad de la barrera de gel. Este aspecto se analiza en detalle en la sección 6.3, donde se evalúa el desempeño de la técnica colocación de inyección dual.

6.2. Comparación de desempeño entre escenarios de distribución petrofísica continua y heterogénea

Los resultados obtenidos en las secciones anteriores bajo la configuración con continuidad petrofísica evidenciaron que la efectividad del tratamiento con geles estuvo fuertemente condicionada por la arquitectura del yacimiento. En esta configuración, la propagación del gel mostró una marcada preferencia vertical, generando una distribución elipsoidal que obstruyó en gran proporción la zona productiva, con una extensión horizontal limitada. Esta geometría redujo la capacidad del gel para conformar una barrera eficaz al ascenso del agua, dado que el crecimiento vertical no contribuyó de manera significativa al control del influjo proveniente del acuífero. En consecuencia, aunque la producción de agua disminuyó, la restricción parcial del intervalo productor ocasionó una reducción no deseada en la producción de aceite, limitando la efectividad operativa del tratamiento.

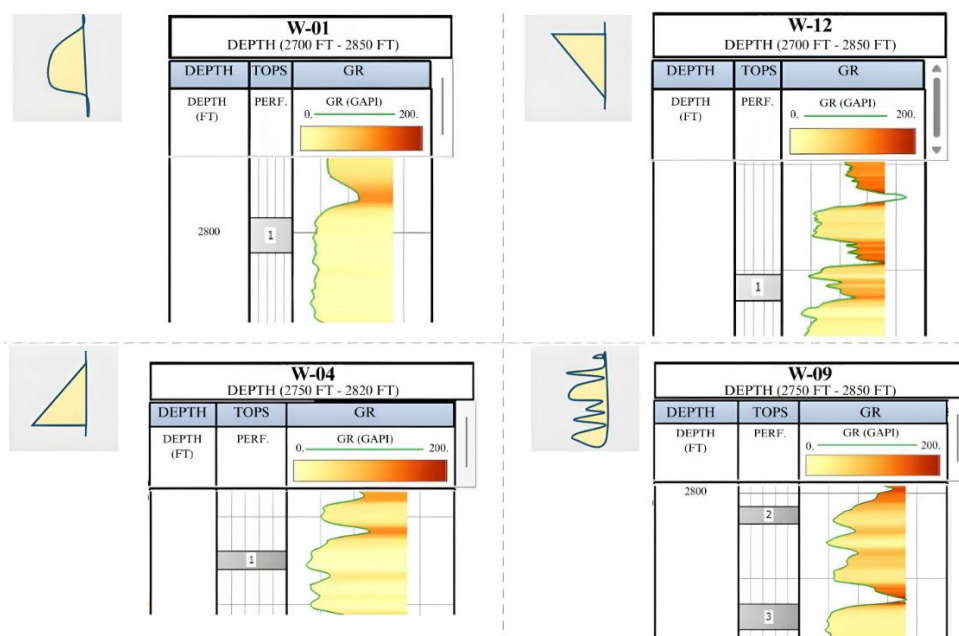
Ante este comportamiento, se planteó evaluar una configuración alternativa del yacimiento identificada en los pozos del sector, caracterizada por la presencia intercalada de arcillas. Esta arquitectura sedimentaria introduce capas de baja permeabilidad que actúan como retardantes verticales naturales, lo cual podría modificar la geometría de propagación del gel, favorecer su expansión lateral y reforzar la barrera de ascenso al agua.

En este sentido, el objetivo de esta sección consistió en comparar el desempeño del tratamiento entre ambas configuraciones, continua y heterogénea, para determinar si la presencia de estas capas de baja permeabilidad contribuye a mejorar la efectividad del proceso y preserva la productividad del aceite.

Según información de la empresa operadora, en el campo se han identificado cuatro tipos de configuración del yacimiento: estrato continuo de arena limpia, granodecreciente, granocreciente y presencia intercalada de arcillas. Distribuciones ejemplificadas en la Figura 65 con pozos del sector.

Figura 65.

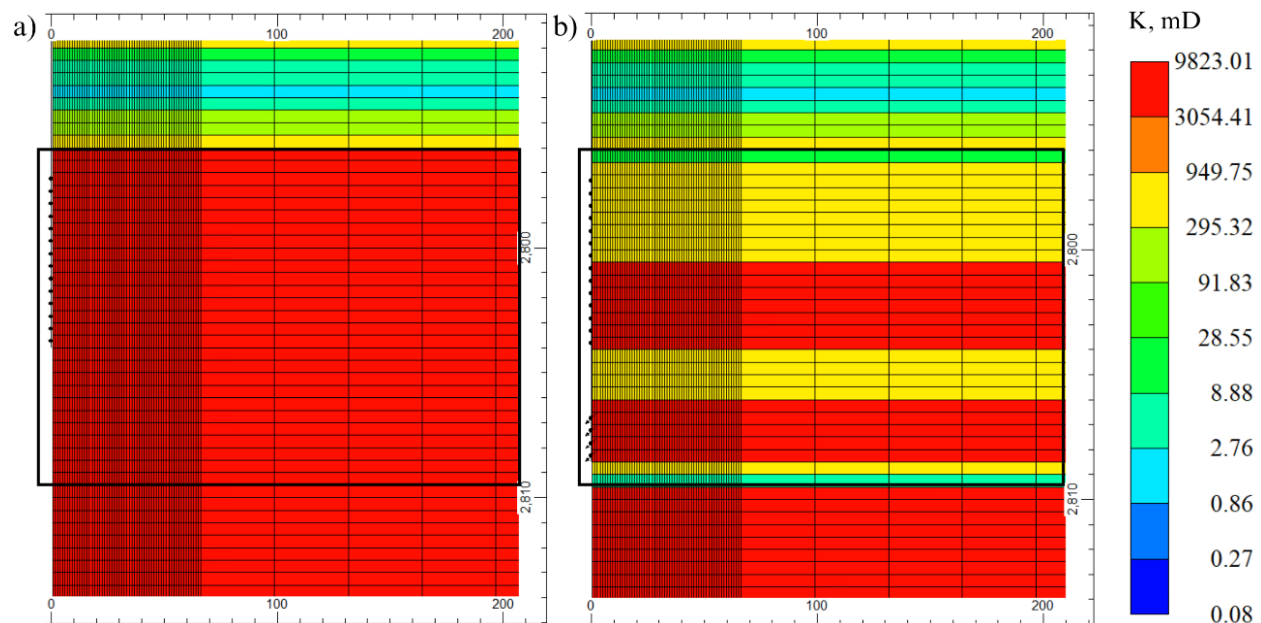
Configuraciones del yacimiento representadas en distintos pozos productivos del campo de estudio.



Bajo este contexto, se seleccionó la distribución con intercalación de arcilla característica del estrato productivo del pozo W-09 como referencia para modificar el escenario homogéneo estudiado inicialmente. Para esto se ajustó un intervalo de 13.5 ft (marcado en la Figura 66), reemplazando la distribución de permeabilidad original por la del pozo W-09. Así como, mantuvieron los 7 ft de cañoneos para producción y los 2 ft cañoneados para la inyección del tratamiento, ubicando este último intervalo inmediatamente por debajo del estrato arcilloso con el fin de aprovechar este cambio petrofísico para modificar la distribución del gel en la vecindad del pozo.

Figura 66.

Comparativo entre la distribución petrofísica del caso base con continuidad y el escenario alternativo heterogéneo



Nota. a) escenario base con continuidad petrofísica, b) escenario alternativo con presencia de retardantes sedimentológicos. Recuadro negro: intervalo de profundidad modificado.

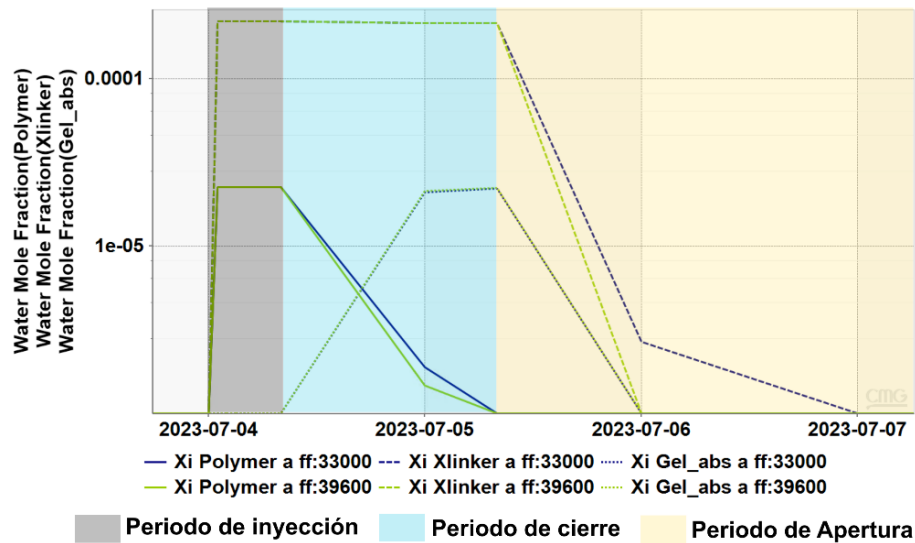
Seguidamente, se incorporaron como punto de partida las consideraciones cinéticas y operativas determinadas en el escenario continuo, descritas en las Tablas 23 y 24.

Tabla 23.
Parámetros cinéticos definidos en el escenario de continuidad petrofísica

Variable	Valor
Factor de frecuencia de la primera reacción	33000
Factor de frecuencia de la segunda reacción	1E05
Xmin de Gel	1.496E-05

Tabla 24.
Parámetros operativos definidos en el escenario de continuidad petrofísica

Variable	Valor
Tiempo de precierre, horas	24
Tiempo de inyección, horas	8
Tiempo de poscierre, horas	24
Tasa de inyección, Bbl/d	300

Figura 67.
Desarrollo de las fracciones molares de cada reactivo y producto en la celda 1, 1, 134


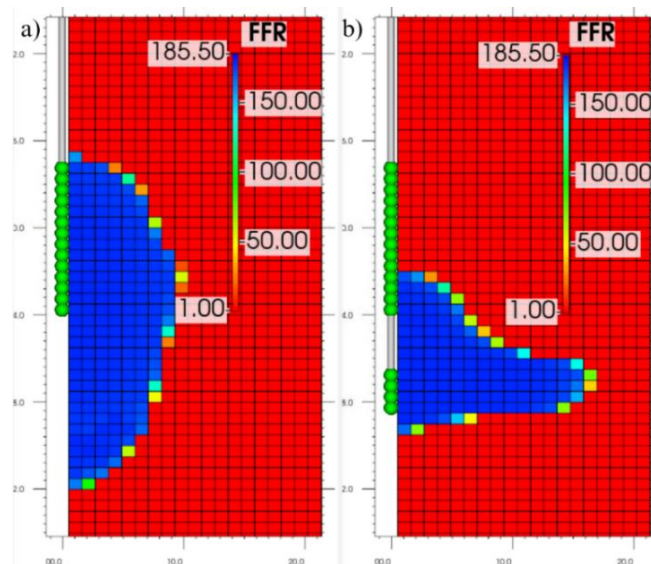
Durante esta etapa se verificó la proporcionalidad entre la fracción de polímero inyectado y la generación del gel de la segunda reacción (Gel_abs) a través de la Figura 67. No obstante, al modificar la celda de control hacia las coordenadas 1,1,134, se identificó que el factor de frecuencia de la primera reacción (33000) generaba un comportamiento anormal del entrecruzador

(Xlinker) luego de la apertura del pozo. Para corregir estas fluctuaciones numéricas se ajustó el factor de frecuencia de la primera reacción de 33000 a 39600, manteniéndose la generación del gel desde la octava hora sin requerir ajustes en X_{min} .

Por su parte, al comparar la distribución del FFR entre el escenario continuo y el heterogéneo al momento de la reapertura del pozo (Figura 68), se confirmó la hipótesis inicial: la presencia del estrato arcilloso redujo significativamente la propagación vertical del gel y aumentó su expansión lateral. Este comportamiento favorece la conformación de una barrera más efectiva al ascenso del agua, retrasando su llegada a los cañoneos productores.

Figura 68.

Patrón de distribución del FFR en la reapertura del pozo a producción entre el escenario de continuidad petrofísica y el caso alternativo heterogéneo

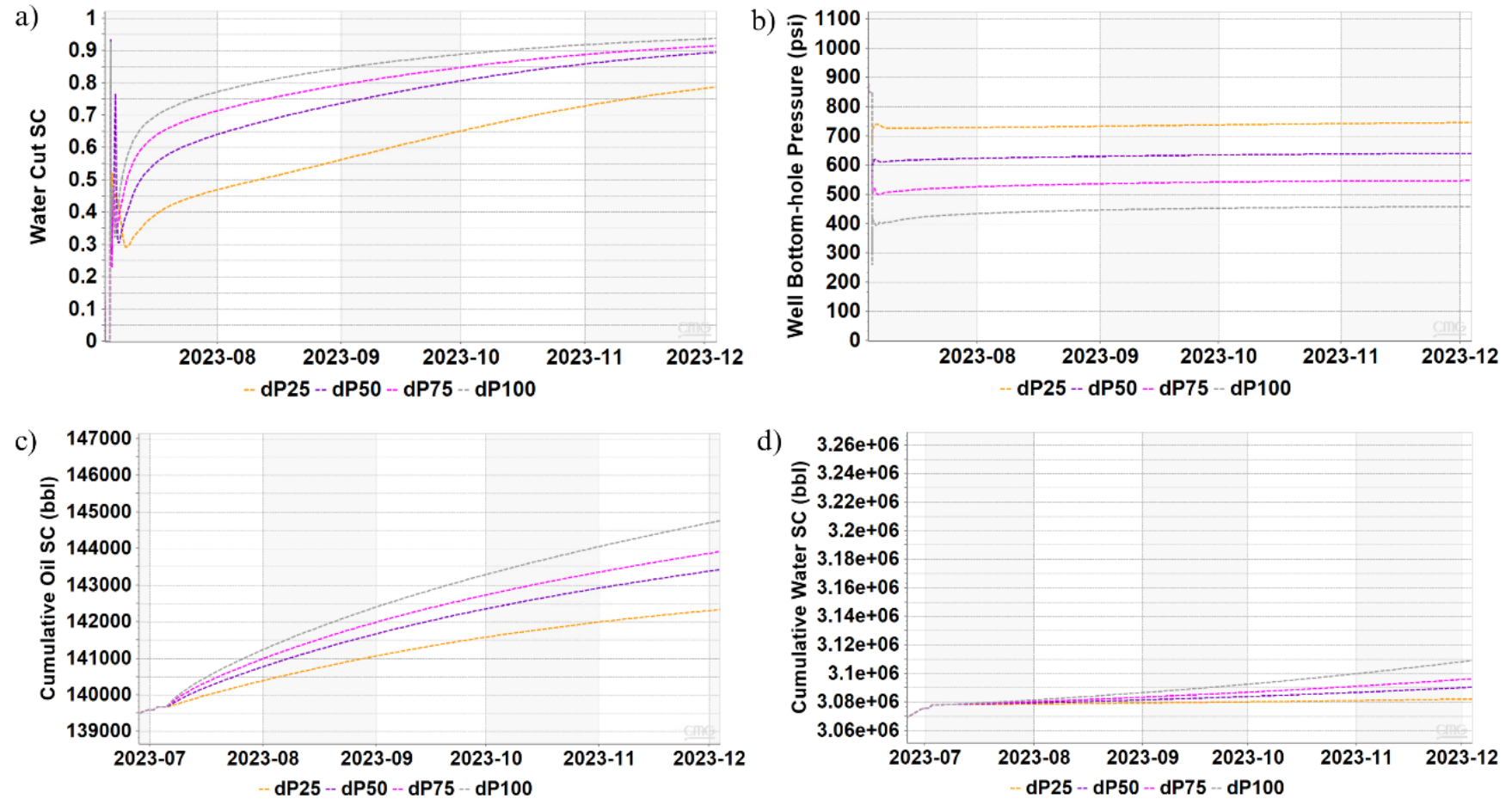


Nota. a) Caso base continuo, b) caso alternativo con presencia de intercalación de arcilla.

Posteriormente, se evaluaron las mismas caídas de presión postratamiento analizadas en el caso continuo (25, 50, 75 y 100 psi). Los resultados (Figura 69) mostraron que el escenario heterogéneo no solo mejora la distribución del gel, sino que además prolonga la efectividad del tratamiento por más de cuatro meses, permitiendo un flujo de aceite más sostenido según el ΔP que sea impuesto.

Figura 69.

Patrones de tendencia productivos ante la sensibilidad de la caída de presión postratamiento en el caso heterogéneo

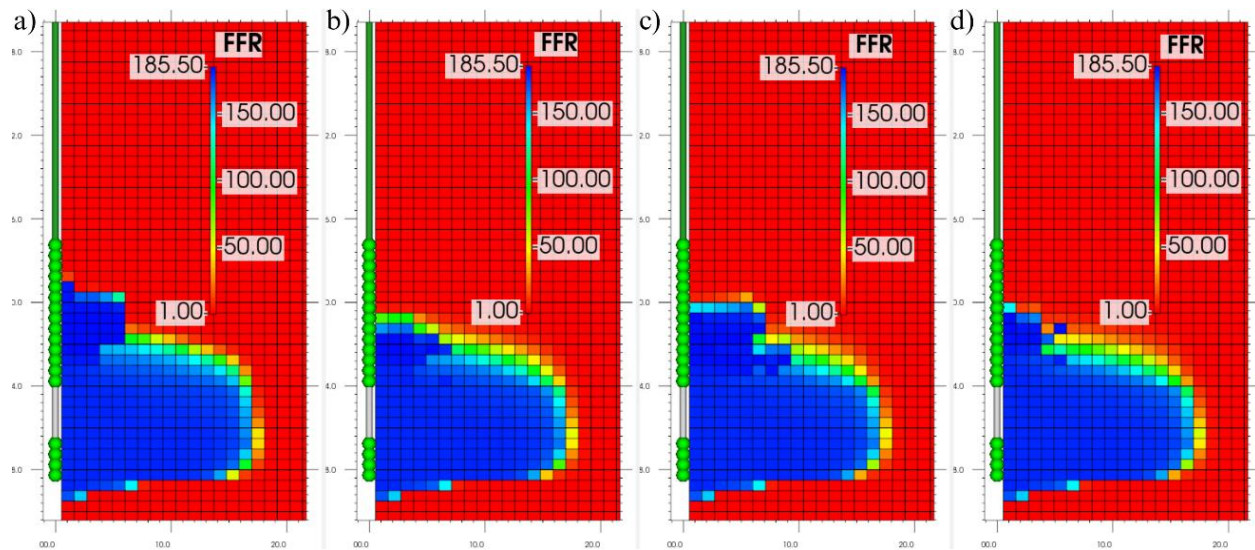


Nota. a) Corte de agua, b) presión de fondo de pozo (BHP), c) producción acumulada de aceite y d) producción acumulada de agua

Mientras tanto, al monitorearse la evolución del FFR al mes del tratamiento en cada escenario, se evidenció redistribuciones iniciales del gel inducidas por los efectos de arrastre durante los primeros días de producción (Figura 70). Redistribuciones que permanecieron en los meses siguientes.

Figura 70.

Redistribución del FFR del gel al mes del postratamiento ante cada caída de presión.



Nota. a) dP: 25 psi, b) dP: 50 psi, c) dP: 75 psi, d) dP: 100 psi.

Estos patrones de comportamiento numérico mostraron una mayor estabilidad del FFR bajo una caída de presión de 50 psi, obstruyéndose aproximadamente el 45% de los cañoneos, generando un descenso moderado del BHP y manteniendo el corte de agua por debajo de 0.93 durante cinco meses. Razones por las cuales se seleccionó como la condición de comparación con el caso continuo.

No obstante, al evidenciarse fluctuaciones numéricas en el corte de agua durante los primeros días postratamiento, al imponerse esta restricción, se realizaron sensibilidades numéricas en el paso de tiempo (Δt) y un redimensionamiento del tamaño del radio (Δr). Se evaluó la mitigación de estas ligeras fluctuaciones tras la implementación de estas modificaciones,

considerando que la estabilidad numérica se rige por el número de Courant definido en la ecuación 32.

$$C = v \frac{dt}{dr} \quad (32)$$

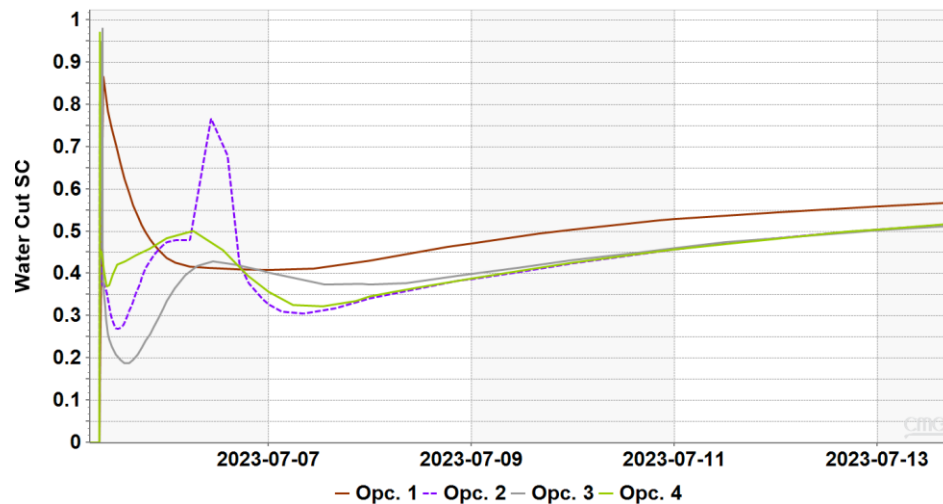
Primeramente, se generaron tres opciones adicionales de dt, enlistadas en la Tabla 25, alternando el paso de tiempo entre días y horas. Tendencias del corte de agua resultantes ilustradas en la Figura 71.

Tabla 25.
Escenarios de evaluación de sensibilidad de dt

Caso	Día de precierre	Día de inyección y reposo	Día de apertura
Opc. 1	dt por horas	dt por horas	dt por horas
Opc. 2*	dt por días	dt por horas	dt por horas
Opc. 3	dt por días	dt por días	dt por horas
Opc. 4	dt por días	dt por días	dt por días

Nota. Caso con el que hasta ahora se ha venido trabajando

Figura 71.
Corte de agua ante cada variación del paso de tiempo

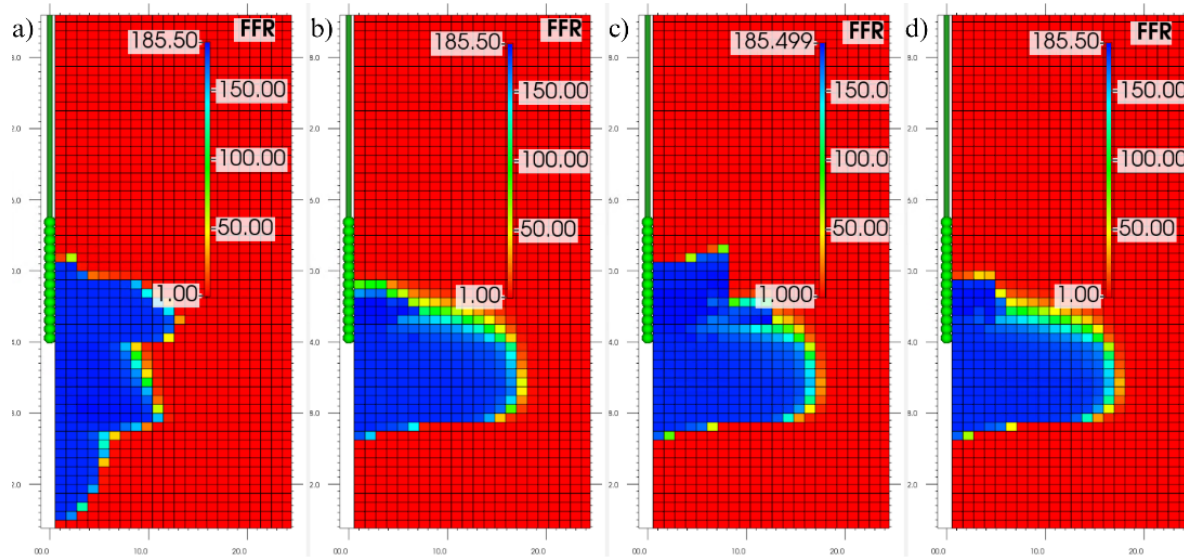


Según los comportamientos del corte de agua de la Figura 71, se observó la mitigación de las fluctuaciones anormales en los primeros días posteriores al tratamiento al modificarse el dt. No

obstante, estas anomalías se trasladaron a la distribución del FFR del gel, como se aprecia en la Figura 72 un mes después del tratamiento.

Figura 72.

Distribución del FFR al mes de tratamiento en cada escenario de evaluación de dt



Nota. a) Opción 1, b) Opción 2 (escenario hasta ahora evaluado, c), Opción 3 y d) Opción 4.

Por consiguiente, se decidió mantener los pasos de tiempo previamente implementados (Opción 2) y se procedió con la sensibilidad asociada al redimensionamiento del radio (dr). Para esto, se generaron cuatro escenarios alternativos, discretizándose el radio según se describe en la Tabla 26.

Tabla 26.

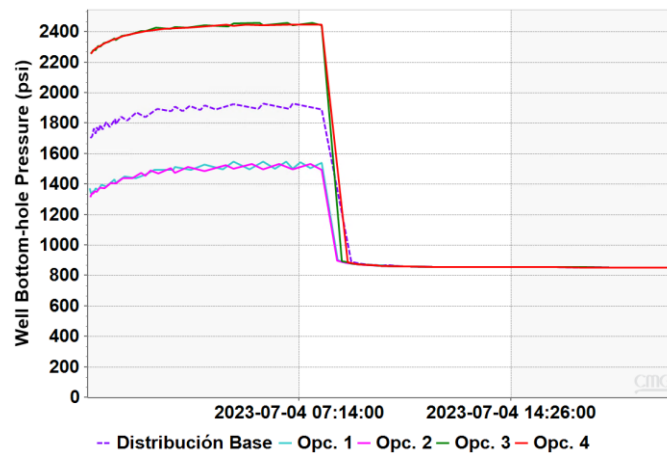
Escenarios alternativos de discretización del radio de la malla cilíndrica

Caso	Discretización en el radio				Nº de bloques
Base	60* 1.0957	27*32.6			87
Opc. 1	1*0.542	1*0.548	59*1.0957	27*32.6	88
Opc. 2	1*0.542	1*2.7394	57*1.0957	27*32.6	86
Opc. 3	1*2.1914	58*1.0957	27*32.6		86
Opc. 4	3*2.1914	54*1.0957	27*32.6		84

Bajo este contexto, se validó la continuidad en la generación del gel después de las 8 horas en todos los escenarios. Sin embargo, al modificarse el tamaño de la primera celda, se observaron cambios en el comportamiento de la presión de inyección. En la Figura 73 se ilustra que los escenarios con igual tamaño en la primera celda presentan evoluciones de presión similares, es decir, cuando la dimensión se redujo a la mitad, el BHP se mantuvo por debajo del caso base, mientras que, al duplicarse el radio de la celda, el BHP superó los 2400 psi y fracturó la formación.

Figura 73.

Comportamiento del BHP del inyector en los escenarios con discretización del radio

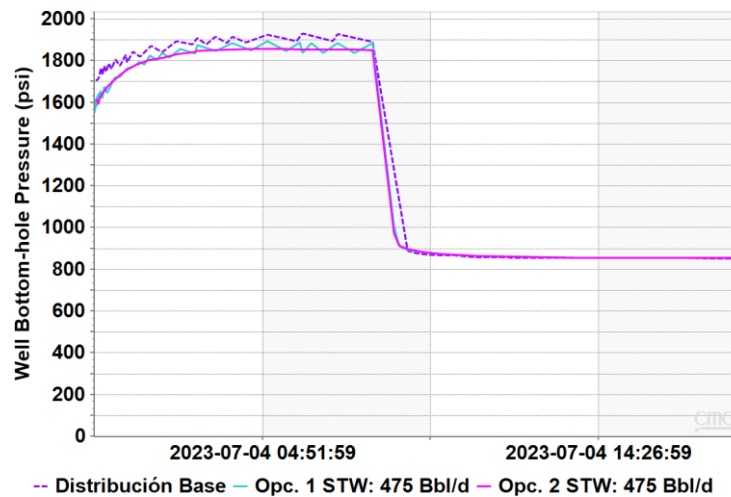


Si siguiendo esta línea de pensamiento, los casos en donde la presión superó la presión de fractura podrían, ajustarse mediante una reducción de la tasa de inyección; sin embargo, este enfoque no resulta viable, ya que disminuiría el radio de invasión. Por lo tanto, las opciones 3 y 4 se descartaron al presentar este patrón.

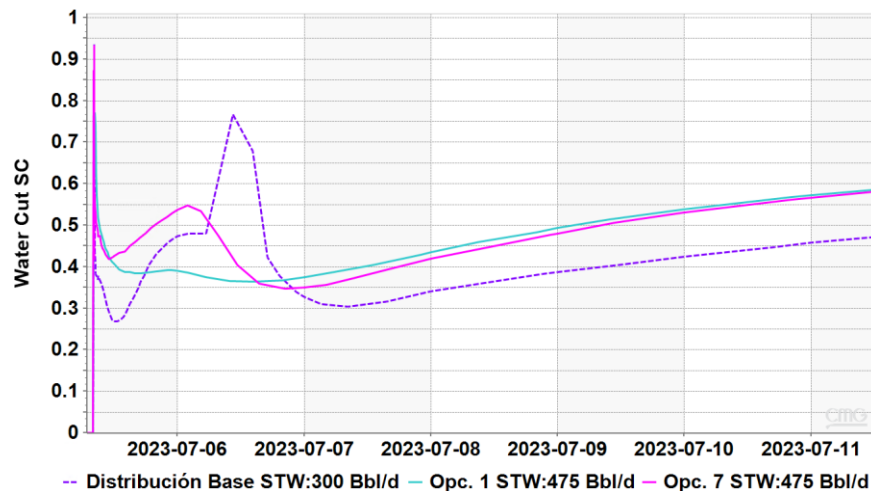
Por su parte, las opciones 1 y 2 se ajustaron incrementando la tasa de inyección a 475 Bbl/d, con lo cual se obtuvieron presiones 200 psi por debajo de la presión de fractura (Figura 74). Así como, se redujeron las fluctuaciones numéricas en el corte de agua, aunque persistió la generación de un primer pico al reabrirse el pozo a producción postratamiento (Figura 75). Pico observado de igual forma en los estudios de Bai et al. (2024).

Figura 74.

Comportamiento del BHP del inyector en las alternativas 1 y 2 una vez ajustadas la tasa de inyección respecto con la distribución base


Figura 75.

Comportamiento del corte de agua en las alternativas 1 y 2 una vez ajustadas la tasa de inyección respecto con la distribución base



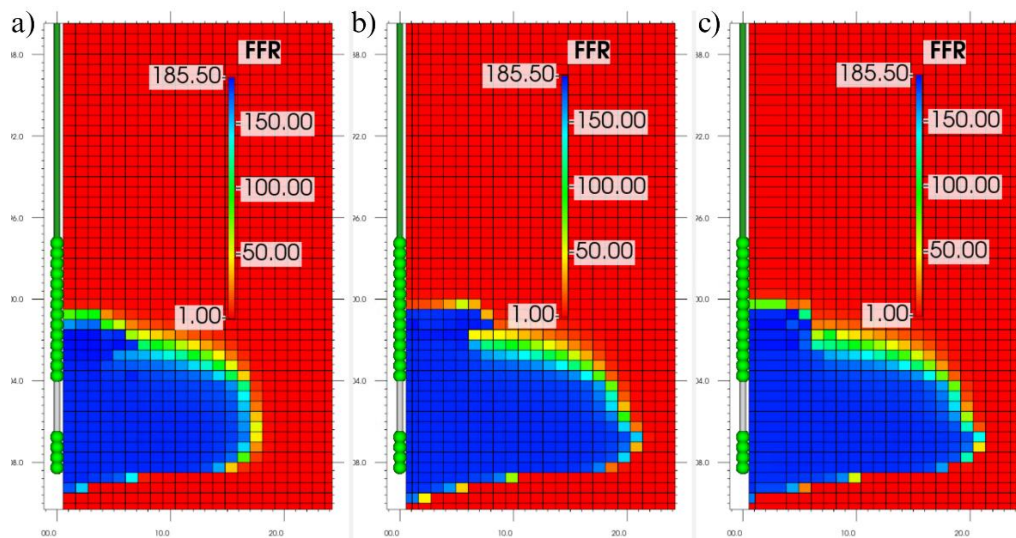
Este comportamiento se explica por el fundamento matemático del método implícito utilizado en la solución numérica por diferencias finitas en CMG-STAR[®]. A diferencia del método explícito, cuya estabilidad está condicionada por el número de Courant y requiere que este sea menor o igual a 1, el método implícito es estable independientemente del valor de Courant. Esto permite utilizar pasos de tiempo amplios sin comprometer la estabilidad numérica; sin embargo, valores elevados de Δt pueden afectar la precisión de la simulación, generando una

representación menos fiel del comportamiento físico (Goudon, 2016). Por otro lado, el tamaño de celda tiene un efecto más directo sobre la difusión numérica, ya que celdas más pequeñas tienden a suavizar los frentes de saturación, incluso si el paso de tiempo se mantiene constante.

Seguidamente, al analizar el comportamiento del FFR un mes después del tratamiento ante esta sensibilidad del dr, se observaron ligeras diferencias en la distribución del FFR entre un escenario y otro, acompañadas de una mayor extensión en la dirección horizontal en los casos ajustados b y c en los cuales se aumentó la tasa a 475 Bbl/d, respecto con la distribución base en donde se inyectó exclusivamente 300 Bbl/d (Figura 76).

Figura 76.

Distribución del FFR del caso base y casos alternativos 1 y 2 con discretización de la malla



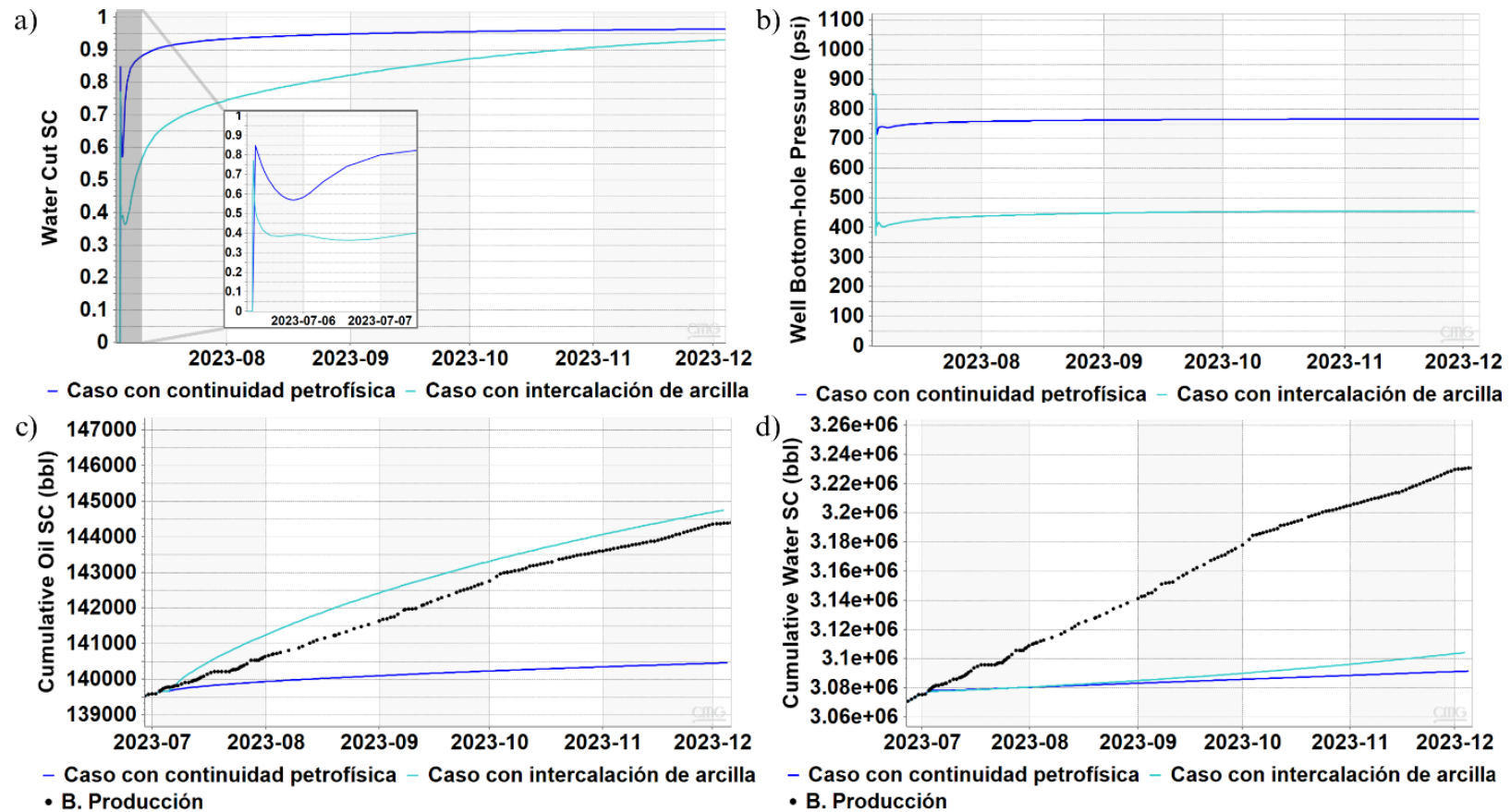
Nota. a) Distribución base, b) Opc. 1 ajustada con STW:475 Bbl/d y c) Opc. 2 ajustada con STW:475 Bbl/d.

En este sentido, dado que la reducción del tamaño de la primera celda disminuyó el ruido numérico en el corte de agua, la distribución del FFR no presentó tendencias anómalas y el radio de invasión se incrementó de 16.43 ft a 19.72 ft. Se decidió seleccionar la opción 1 como el escenario representativo del comportamiento del sistema ante la presencia intercalada de arcilla.

Acto seguido, se compararon las tendencias productivas obtenidas para los escenarios con continuidad petrofísica y con presencia intercalada de arcilla, ambos operando bajo una restricción de ΔP igual a 50 psi, tal como se muestra en la Figura 77.

Figura 77.

Comparativo productivo entre los escenarios calibrados con continuidad petrofísica y el caso con presencia de intercalación de arcilla



Nota. a) Corte de agua, b) presión de fondo de pozo (BHP), c) producción acumulada de aceite y d) producción acumulada de agua.

En el cuadrante correspondiente al corte de agua, se observa que el escenario continuo mantiene esta variable por debajo de 0.93 solo durante el primer mes posterior a la inyección, evidenciando un control limitado. En contraste, el caso con intercalación de arcilla prolonga la efectividad del tratamiento hasta por cinco meses, lo cual indica una barrera lateral más continua y un prolongado sostenimiento de la producción de aceite.

La evolución del BHP refuerza esta interpretación. En el escenario heterogéneo, las caídas de presión son más pronunciadas debido a la mayor extensión horizontal del gel, que restringe el aporte del acuífero y limita su capacidad para compensar los descensos de presión. Esta condición es coherente con mayores volúmenes de aceite producido y con la persistencia del efecto de bloqueo del gel.

Por otro lado, aunque el cuarto cuadrante muestra una reducción mayor de la producción de agua acumulada en el caso continuo, esta disminución no implica mayor eficiencia del tratamiento. Al analizar ambos fluidos por separado, se evidencia que la obstrucción del gel restringe de forma similar la movilidad de agua y aceite, reduciendo el flujo total del pozo.

Esta interpretación se complementa con la comparación cuantitativa frente al comportamiento histórico del pozo (Tabla 27). El escenario continuo presenta reducciones simultáneas del 91.19 % en la producción de agua y un 83.10 % en aceite, reflejando una pérdida global de productividad. En contraste, el caso heterogéneo muestra una disminución moderada del agua (82.85 %) acompañada de un incremento del 7.60 % en la producción de aceite, ratificando así su mayor efectividad operativa.

Tabla 27.

Comparación de desempeño productivo postratamiento respecto al comportamiento histórico del pozo

Caso	Wp, Bbl	% Reducción	Np, Bbl	% Incremental
B. Producción	3230771.25		144395.63	

Caso	Wp, Bbl	% Reducción	Np, Bbl	% Incremental
Continúo	3091618.5	91.19	140469.95	-83.10
Heterogéneo	3104338.25	82.85	144754.80	7.60

En conjunto, estos resultados subrayan que la efectividad del tratamiento con geles está condicionada por la arquitectura petrofísica local y, particularmente, por la dirección preferente que ésta impone a la distribución del gel. En el caso continuo, la conectividad vertical favorece una geometría elipsoidal confinada verticalmente, lo cual limita su propagación lateral. Por el contrario, la intercalación de arcilla induce una mayor extensión horizontal del gel que refuerza las barreras sedimentológicas preexistentes y prolonga la duración del control del corte de agua, constituyendo el escenario más favorable para la aplicación del tratamiento.

6.3. Evaluación de técnicas de colocación

El análisis desarrollado en las secciones anteriores se fundamentó exclusivamente en la técnica de inyección tipo *Bullhead*, que constituye el método convencional más empleado para la colocación de geles poliméricos en campo. Sin embargo, dado que el escenario con continuidad petrofísica evidenció limitaciones para lograr una propagación lateral efectiva del gel, surgió la necesidad de evaluar alternativas de colocación que mejoren la selectividad, protejan el intervalo productor y amplíen el control del aporte de agua.

Por consiguiente, en esta sección se comparan dos técnicas: la inyección tipo *Bullhead*, utilizada como referencia en los análisis previos, y la técnica de inyección dual, aplicada en este estudio para evaluar su potencial de mejora en escenarios tanto continuos como heterogéneos.

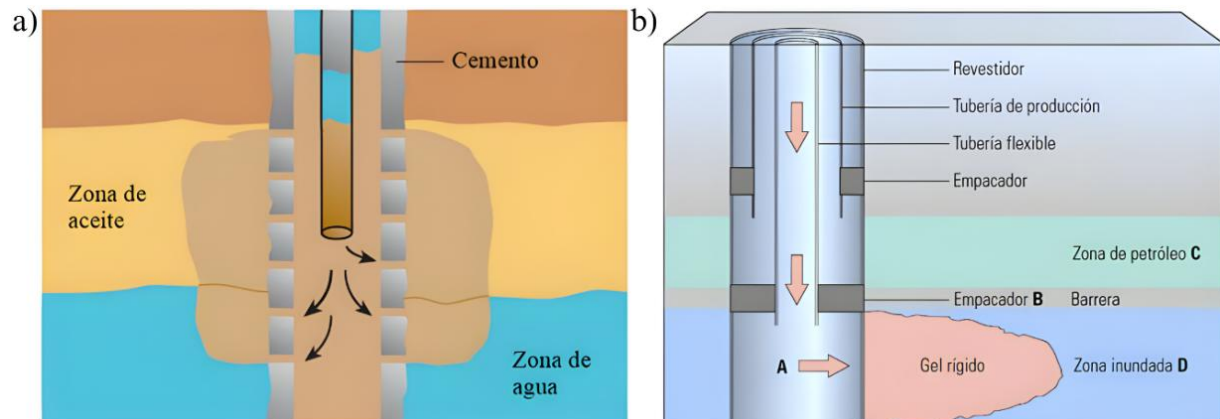
6.3.1. Inyección tipo *Bullhead*

La técnica *Bullhead* consiste en inyectar el gel directamente a través del intervalo cañoneado, impulsándolo hasta cerrar las zonas de mayor movilidad de agua o hasta alcanzar

barreras de lutitas que limiten su propagación (Bailey et al., 2000; Jaripatke & Dalrymple, 2010). Colocación que se ejecuta por medio de bombeo a presión y en ocasiones se puede apoyar de tubería flexible y un empacador para dirigir el fluido hacia la zona de interés (Figura 78).

Figura 78.

Esquema de inyección Bullhead de geles poliméricos



Nota. a) Inyección a presión con barrera lutíticas superiores, b) Colocación con tubería flexible y empacador. Tomado de Oilfield Review por Bailey et al (2000) y Water-Control Management Technologies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades por Jaripatke & Dalrymple (2010).

Técnica de colocación que es altamente dependiente de la configuración petrofísica del entorno del pozo, como se observó en la sección 6.2. al implementarse en escenarios con continuidad petrofísica y en casos con presencia intercala de arcilla. Resultados que serán objeto de estudio con respecto a las tendencias resultantes al inyectarse el gel de forma dual, en la sección 6.3.3.

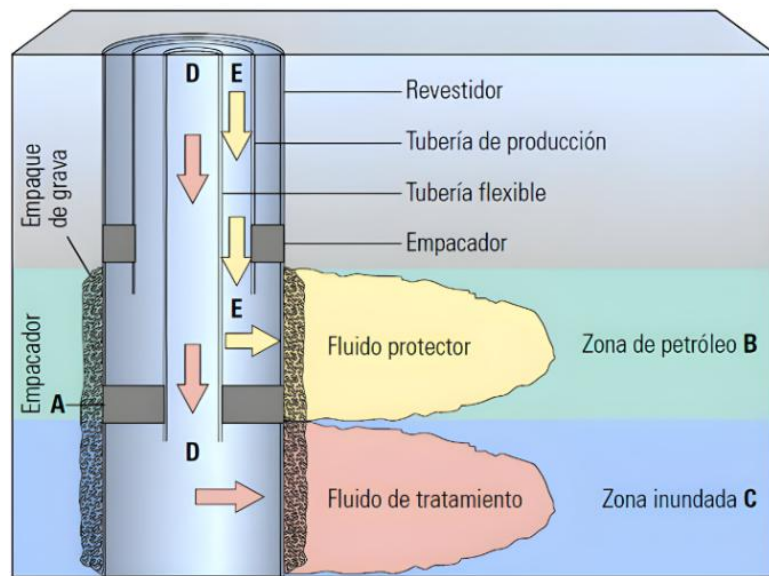
6.3.2. Inyección dual

La técnica de inyección dual se diseñó para superar las limitaciones inherentes al método *Bullhead*, mediante la inyección simultánea de dos fluidos por secciones independientes: un fluido protector, bombeado por el espacio anular y el fluido de tratamiento (gel), inyectado a través de la tubería flexible.

Este esquema busca generar una contrapresión que limite la invasión del gel hacia el intervalo productor y favorezca su desplazamiento hacia la zona del acuífero, como se ilustra en la Figura 79 (Bailey et al., 2000).

Figura 79.

Esquema de inyección Dual de geles poliméricos



Nota. Tomado de de Oilfield Review por Bailey et al (2000).

En este trabajo, la inyección Dual se implementó utilizando los mismos 2 ft inferiores empleados previamente para la inyección del gel, incorporando 2 ft adicionales ubicados por encima para la inyección del fluido protector. Tomándose como fluido de protector un fluido de la misma naturaleza química y comportamiento reológico al cual se ha venido inyectando, seleccionándose el polímero de tipo HPAM, dado que se conoce su comportamiento y este no genera incompatibilidad en la formación ni con el gel.

Adicionalmente se realizaron ajustes en la tasa de inyección, ya que, al duplicarse el valor de inyección, el yacimiento se sobrepresiona y alcanza la presión de fractura. Escenarios calibrados que son detallados y comparados en la sección siguiente.

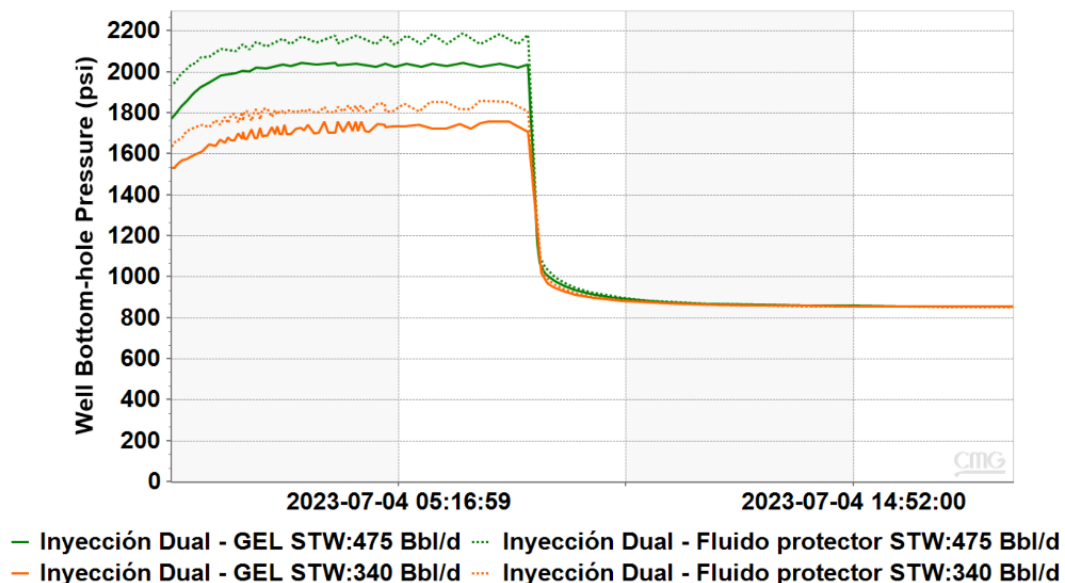
6.3.3. Comparativo de desempeño entre técnicas de colocación

- Escenario con intercalación de arcilla

La evaluación inicial de la técnica de inyección dual evidenció el alcance de la presión de fractura de la formación al inyectar tasas independientes de 475 Bbl/d (gel y fluido protector). Esto obligó a realizar sensibilidades de tasa, determinándose que 340 Bbl/d constituía el límite operativo seguro para la técnica Dual (Figura 80).

Figura 80.

Comportamiento de la presión en los pozos inyectoros al sensibilizarse la tasa de inyección en el escenario heterogéneo

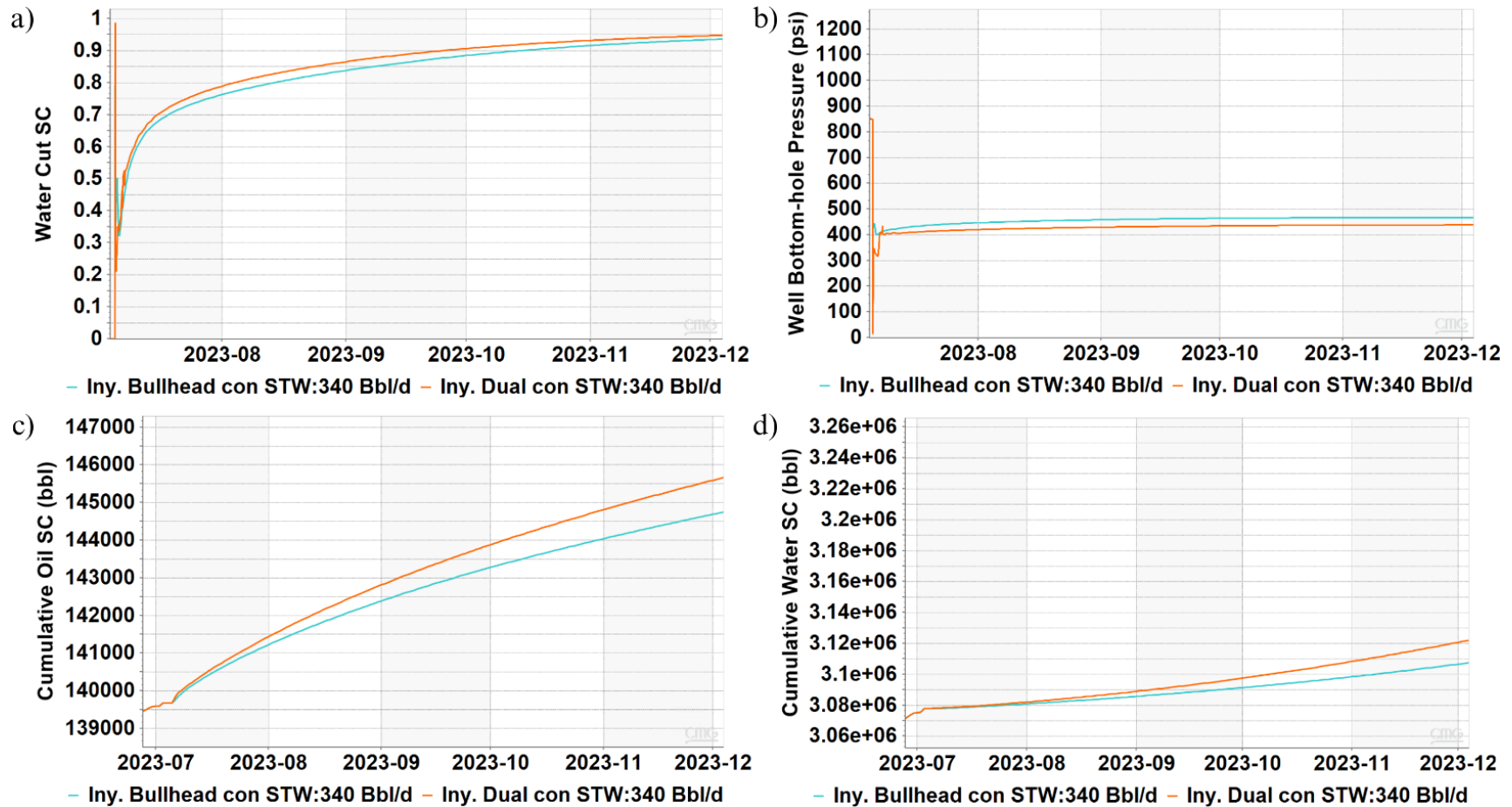


Para garantizar una comparación equitativa, la tasa del caso *Bullhead* también se ajustó a 340 Bbl/d, permitiendo que las diferencias observadas respondieran únicamente al mecanismo de colocación (Figura 81).

Los resultados de la Figura 81, mostraron patrones de comportamiento similares; no obstante, la técnica Dual obtuvo un incremento del 19.43 % en la producción acumulada de aceite, acompañado de un aumento del 9.56 % en la producción de agua acumulada, evidenciando que la mayor extracción de aceite viene asociada a un aporte adicional de agua.

Figura 81.

Comparativo de tendencias productivas entre técnicas de colocación para casos con intercalación de arcillas

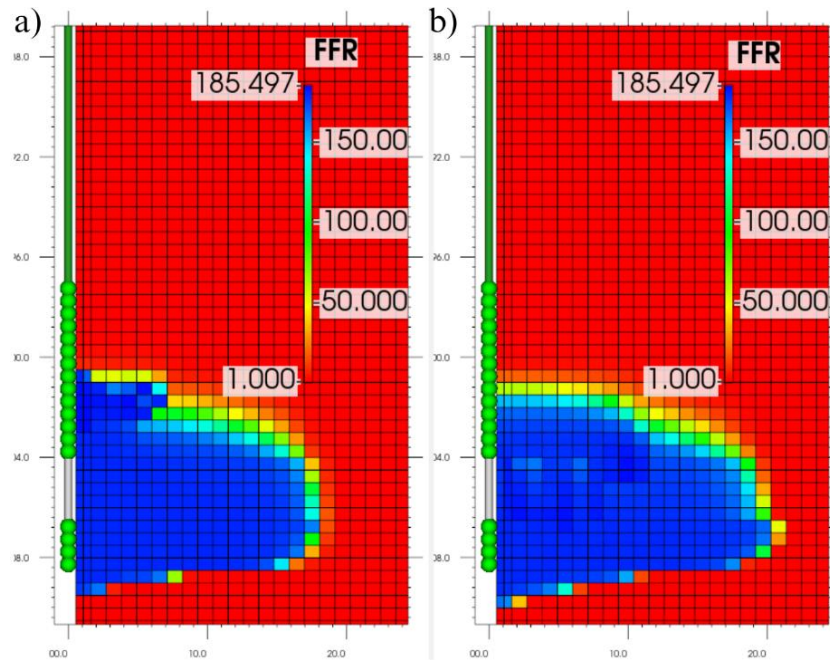


Nota. a) Corte de agua, b) presión de fondo de pozo (BHP), c) producción acumulada de aceite y d) producción acumulada de agua.

Posteriormente, se examinó el patrón de distribución del FFR para cada técnica bajo las mismas condiciones operativas al mes de tratamiento (Figura 82).

Figura 82.

Comportamiento del FFR para cada técnica de colocación en el escenario heterogéneo



Nota. a) Inyección Bullhead, b) Inyección Dual

Los resultados muestran que la técnica Dual mejora la distribución lateral del gel, atribuible a la acción conjunta del fluido protector y la presencia de capas de menor permeabilidad. Técnica que permitió alcanzar un radio de invasión 3.29 ft mayor que el obtenido con la técnica *Bullhead*.

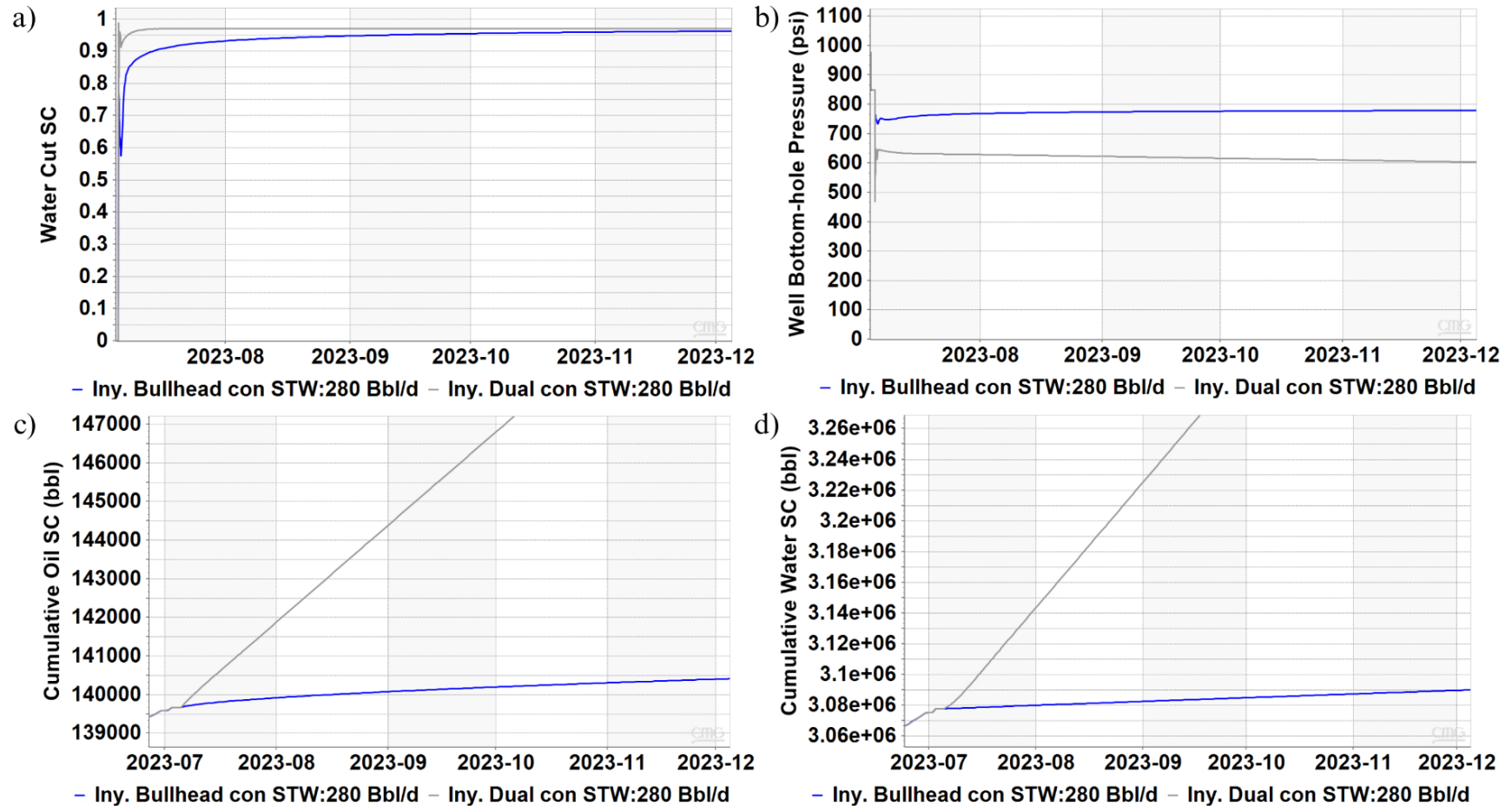
- Escenario con continuidad petrofísica

En este escenario, el enfoque de inyección dual evidenció que, al inyectarse la tasa definida en la Sección 6.1 (300 Bbl/d), la formación era fracturada. Esta condición operativa requirió ajustar la tasa a 280 Bbl/d, valor que mantuvo la presión aproximadamente 100 psi por debajo del límite de fractura.

El mismo ajuste se aplicó al caso *Bullhead* para mantener la consistencia en el análisis comparativo presentado en la Figura 83.

Figura 83.

Comparativo de tendencias productivas entre técnicas de colocación para casos con continuidad petrofísica



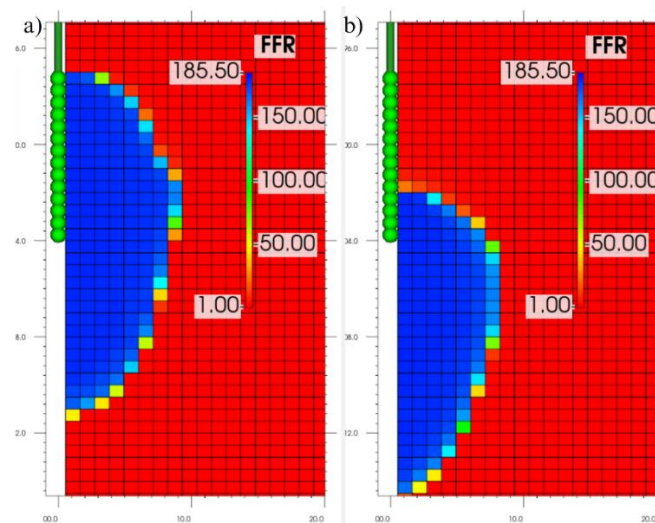
Nota. a) Corte de agua, b) presión de fondo de pozo (BHP), c) producción acumulada de aceite y d) producción acumulada de agua

La Figura 83 muestra que la técnica Dual no compromete la inyektividad del pozo, lo cual se evidencia en los mayores volúmenes producidos de aceite y agua, en contraste con la obstrucción inicial observada en el caso *Bullhead*. Sin embargo, este desempeño más estable no se traduce en una reducción del aporte de agua, pues las trayectorias del corte de agua permanecen prácticamente inalteradas, indicando que el sistema continúa produciendo agua sin ningún grado de mitigación.

Para comprender el limitado impacto productivo identificado, se analizó la distribución del FFR alcanzada con cada técnica en este escenario continuo (Figura 84). En donde, aunque la técnica Dual promueve la concentración del gel en la parte inferior del intervalo, atribuible al efecto del fluido protector, la ausencia de retardantes sedimentológicos inhibe su propagación lateral. En consecuencia, el gel permanece confinado a una zona reducida que no modifica de manera sustancial el patrón de ingreso del agua.

Figura 84.

Comportamiento del FFR para cada técnica de colocación en el escenario continuo



Nota. a) Inyección Bullhead, b) Inyección Dual

Este comportamiento sugiere que, aunque el gel se desplaza hacia la formación sin afectar negativamente la zona productiva, su capacidad para actuar como barrera al ingreso de agua es

limitada, de apenas 7.4 ft de radio de invasión, lo que pone en entredicho la conveniencia de su aplicación bajo condiciones de continuidad petrofísica.

6.4. Escenario óptimo de aplicación

Integrando los resultados de las secciones previas y considerando no solo el desempeño hidráulico y productivo, sino también los criterios operativos y de consumo químico, el escenario óptimo para la aplicación de geles poliméricos en el área de estudio corresponde a la inyección tipo *Bullhead* en un medio con presencia intercalada de arcilla.

Desde el punto de vista técnico, el caso heterogéneo evidencia una mayor tendencia del gel a reorientarse lateralmente frente a la configuración continua, lo cual se traduce en un periodo más prolongado de control del corte de agua y en una mejor relación N_p/W_p durante el intervalo evaluado. Esta respuesta está asociada a la interacción entre el gel y las capas de baja permeabilidad, que favorecen la propagación horizontal y mejoran la eficiencia del tratamiento.

En términos operativos, la técnica *Bullhead* presenta ventajas claras, pues requiere un único fluido de tratamiento y procedimientos de colocación más simples (bombeo directo o, cuando se requiere selectividad adicional, empleo de tubería flexible y empacador). Esto reduce la demanda de recursos, simplifica la logística y disminuye los riesgos asociados a la manipulación de un fluido protector adicional. En contraste, la inyección Dual, aunque muestra beneficios puntuales en algunos indicadores, exige dos corrientes de inyección (gel + fluido protector), incorpora tasas divididas, incrementa el volumen total de insumos y eleva tanto el costo químico como la complejidad operativa. Adicionalmente, en el escenario heterogéneo las mejoras observadas no fueron lo suficientemente significativas como para compensar estos incrementos en costo y complejidad.

7. Conclusiones

El análisis productivo de los 13 pozos verticales del sector estableció que el motivo principal de abandono e inactividad de los pozos es debido al vertiginoso aumento de la producción de agua. Manteniendo este estatus desde hace más de cuatro años en el 76.92% de los pozos analizados.

De acuerdo con los análisis de desempeño productivo y diagnóstico del aporte de agua, se seleccionó como candidato de intervención el pozo W-01, al presentar una producción acumulada de agua de 2880 MBbl atribuida a fenómenos de conificación, una producción de petróleo relativamente baja de 133.9 MBbl y el mayor potencial remanente, sustentado en un radio de drenaje teórico de 946.56 ft.

En la caracterización petrofísica, el modelo de Stieber resultó ser el más confiable para la estimación del volumen de arcilla, al reproducir con mayor fidelidad la distribución laminar y estructural observada mineralógicamente. Para la porosidad, el modelo basado en densidad calibrado con datos de núcleo mostró mejor consistencia tanto en zonas limpias como arcillosas. Estos resultados resaltan la relevancia de la calibración con mediciones directas para disminuir la incertidumbre asociada a cada técnica de predicción.

La segmentación del estrato por unidades de flujo permitió refinar la identificación de zonas de alta movilidad y mejorar la predicción de permeabilidad según el tipo de roca. Este proceso fue clave para el modelado dinámico, particularmente en un sistema con acuífero activo de fondo, al orientar las trayectorias preferenciales de los fluidos durante la producción.

La caracterización del influjo de agua proveniente del acuífero a través del modelo analítico de Fetkovitch mostró el mejor desempeño frente a los valores fiscalizados, reproduciendo el 51.81% de la producción de agua y el 78.6% del comportamiento de la presión del yacimiento.

Técnica que asume un comportamiento en el límite finito, al presentarse descensos graduales de la presión del yacimiento debido al progresivo aporte del acuífero.

El modelo productivo del pozo calibrado logró un ajuste satisfactorio, reduciendo el error global del 28.69% al 4.04%, y logrando reproducir la presión en un 93.63% y la producción de agua en un 96.94%. Encontrándose las variables de mayor ajuste en el modelamiento del acuífero y el set de curvas de permeabilidad relativa.

El esquema de una sola reacción demostró limitaciones para reproducir el periodo fluido previo al tiempo de gelificación, debido a la conversión temprana del polímero en gel. Comportamiento que genera incrementos prematuros del FFR y sobrepresiones instantáneas en el inyector, mostrando que este enfoque no distingue adecuadamente entre la etapa de solución polimérica móvil y la fase efectiva de gelificación.

La diferenciación observada entre los valores de Ff_1 y Ff_2 evidencia la presencia de dos velocidades de reacción, lo cual respalda la pertinencia de emplear un sistema de doble reacción para representar el proceso de gelificación. En este esquema, el hecho de que $Ff_1 < Ff_2$ indica que el sistema transita inicialmente por una etapa de interacción lenta seguida por una fase de conversión acelerada, durante la cual se produce el incremento significativo de la viscosidad y el desarrollo del efecto de bloqueo característico del gel. Comportamiento consistente con lo reportado en la literatura para sistemas de geles HPAM/PEI.

El modelamiento comparativo de los sistemas gelificantes rígido y blando evidenció patrones de distribución del FFR similares dentro del yacimiento con diferencias en su comportamiento cinético. El gel rígido presentó parámetros cinéticos menores que los del gel blando, consistentes con su mayor peso molecular y su estructura más compacta. Como resultado, el gel rígido alcanzó un FFR aproximadamente dos veces mayor que el gel blando con un mismo

radio de invasión y una menor tasa de inyección. Aspectos que lo ubican como la mejor alternativa para la aplicación de tratamientos de *water shut-off*.

Desde un enfoque de colocación *Bullhead*, los resultados evidencian que la eficacia del tratamiento con geles está fuertemente condicionada por la arquitectura petrofísica y, en particular, por la direccionalidad que esta impone al flujo. En un medio continuo, la alta conectividad vertical restringe lateralmente la distribución del gel, mientras, la presencia de intercalaciones de arcilla favorece una mayor extensión horizontal del gel, reforzando las barreras sedimentológicas preexistentes y prolongando la efectividad del control del corte de agua hasta 5 meses postratamiento. Comportamiento que posiciona al escenario heterogéneo como la condición más favorable para la aplicación de tratamientos con geles.

8. Recomendaciones

Dado que el *software* empleado presentó limitantes numéricas al integrarse los cálculos del flujo de agua a la malla numérica mediante tablas de influjo vs tiempo, se recomienda evaluar otros métodos de inclusión numérica del comportamiento del acuífero, o en su defecto, considerar el uso de un *software* distinto. Cambio que resultaría útil para comparar de manera sistemática las ventajas y desventajas que ofrece cada plataforma.

Desde un enfoque de laboratorio, se recomienda ampliar la caracterización de los sistemas gelificantes mediante la realización de pruebas de adsorción que permitan refinar los modelos de consumo químico y estimar con mayor precisión los porcentajes de retención en la roca. Además de la incorporación de mediciones del comportamiento del FFR bajo diferentes concentraciones de inyección, con el fin de extender el rango de sensibilidades a evaluar y facilitar la identificación de escenarios operativos más favorables para la aplicación de geles.

Desde el punto de vista operacional, se recomienda implementar pruebas piloto en campo que comparen los dos sistemas gelificantes en pozo con condiciones petrofísicas equivalente, monitoreando la presión de fondo, corte de agua y radio de invasión mediante trazadores o técnicas avanzadas de vigilancia, que permitan validar la hipótesis de manera operativa y no solo numérica.

Se recomienda extender los modelos realizados a escala de pozo a un sector, incluyendo varios pozos que sean influenciados por el acuífero, evaluando el posible impacto de este tratamiento en los pozos vecinos, para así reducir los riesgos operacionales y mejorar la planificación del tratamiento.

Finalmente, se recomienda realizar estudios económicos y ambientales complementarios que incorporen análisis de riesgo y escenarios probabilísticos que consideren la variabilidad de precios, costos de químicos y tiempos de intervención. Esta aproximación permitiría fortalecer la

toma de decisiones para valorar con mayor precisión la viabilidad del tratamiento en campos con características similares, favoreciendo su eventual escalamiento desde nivel piloto hacia aplicaciones de campo.

Referencias Bibliográficas

- Abdelfetah, M., Grassl, B., Gareche, M., Khodja, M., Lebouachera, S. E. I., Andreu, N., & Drouiche, N. (2019). Review of recent advances in polyethylenimine crosslinked polymer gels used for conformance control applications. In *Polymer Bulletin* (Vol. 76, Issue 11, pp. 6001–6029). Springer Verlag. <https://doi.org/10.1007/s00289-019-02687-1>
- Acosta, N. (2008). Análisis de resonancia magnética nuclear para la caracterización de reservorios clásticos de ambiente continental. Cuenca del golfo San Jorge. Argentina. *Naturalia Patagónica*, 4(1), 23–36.
- Ahmed, T. (2010a). Reservoir Engineering Handbook Chapter 4: Fundamentals of rock properties. In *Reservoir Engineering Handbook* (4th ed., pp. 189–287). Elsevier Science & Technology. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-30429-8>
- Ahmed, T. (2010b). Reservoir Engineering Handbook Chapter 11: Oil recovery mechanisms and the material balance equation. In *Reservoir Engineering Handbook* (4th ed., pp. 733–809). Elsevier Science & Technology. <https://ebookcentral.proquest.com/lib/bibliouis-ebooks/reader.action?docID=648740&query=Reservoir+Engineering#>
- Al Brahim, A., Bai, B., & Schuman, T. (2022). Comprehensive Review of Polymer and Polymer Gel Treatments for Natural Gas-Related Conformance Control. *Gels*, 8(6). <https://doi.org/10.3390/gels8060353>
- Alfarge, D., Wei, M., & Bai, B. (2017). Numerical simulation study of factors affecting relative permeability modification for water-shutoff treatments. *Fuel*, 207, 226–239. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.041>
- Al-Shajalee, F., Arif, M., Machale, J., Verrall, M., Almobarak, M., Iglauer, S., & Wood, C. (2020). A Multiscale Investigation of Cross-Linked Polymer Gel Injection in Sandstone Gas

- Reservoirs: Implications for Water Shutoff Treatment. *Energy and Fuels*, 34(11), 14046–14057. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02858>
- ANH. (2012). *Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos*.
- Argüello, L. (2022). *Diseño de una prueba piloto para la implementación de una técnica de Water Shut-off aplicada a pozos productores con empuje hidráulico activo en la Cuenca de los Llanos Orientales* [Tesis de Maestría]. Universidad Industrial de Santander.
- Armirola, F., Pinto, C., Machacon, M., Lastre, M., Milne, A., & Bravo, O. (2011). *Optimizing Fracture Geometry and Productivity in High Permeability Reservoirs*.
- Ayala, D., Ayala, S., Pabón, G., & Fabara, J. (2020). Análisis y selección de un pozo reinector en la Cuenca Oriente. *Fuentes El Reventon Energetico*, 18(1), 51–59. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n1-2020006>
- Bai, Y., Pu, W., Jin, X., & Zhang, S. (2024). Research on numerical simulation of water breakthrough characteristics and influencing factors after oil reservoir plugging to determine the variation pattern of water cut in such reservoirs: a case study of Y oilfield. *Petroleum Science and Technology*, 42(25), 5041–5062. <https://doi.org/10.1080/10916466.2023.2254338>
- Bai, Y., Xiong, C., Wei, F., Li, J., Shu, Y., & Liu, D. (2015). Gelation study on a hydrophobically associating polymer/polyethylenimine gel system for water shut-off treatment. *Energy and Fuels*, 29(2), 447–458. <https://doi.org/10.1021/ef502505k>
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Water Control. *Oilfield Review*. <https://www.researchgate.net/publication/271074683>
- Banzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T*. Universidad del Zulia.

- Barui, A. (2018). Synthetic polymeric gel. In *Polymeric Gels* (pp. 55–90). Elsevier.
<https://doi.org/10.1016/b978-0-08-102179-8.00003-x>
- Buitrón, M., & Espinosa, P. (2021). *Estudio de simulación matemática para la aplicación del control de agua preventivo como alternativa en el desarrollo de reservorios con empuje hidráulico*.
- Castiblanco, L. (2017). *Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua petróleo: Alternativas Tecnológicas para los Campos de los Llanos Orientales* [Trabajo de grado]. Universidad Nacional de Colombia.
- Chan, K. S. (1995). *Water Control Diagnostic Plots Society of Petroleum Engineers*.
- Chen, L., Zeng, H., Liang, X., Yi, J., Mao, Z., Li, G., Liu, L., & Hu, Y. (2022). A selective water control and gas augmentation method based on APR gel. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 653.
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.129980>
- Cheng, H., Zheng, X., Wu, Y., Zhang, J., Zhao, X., & Li, C. (2022). Experimental and Numerical Investigation on Oil Displacement Mechanism of Weak Gel in Waterflood Reservoirs. *Gels*, 8(5). <https://doi.org/10.3390/gels8050309>
- CMG. (2024). *Manual de usuario del simulador STARS*.
- Delgadillo, C., Sandoval, Y., & Muñoz, S. (2009). Estudio del efecto de la inyección de geles en yacimientos fracturados y no fracturados. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 7(2), 5–18.
- Florez, A., Araujo, Y., Uzcategui, M., Parra, W., & Lavado, R. (2012). Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia Lavado Quiñones, Pacific Rubiales Energy. *SPE 153581*, 1–14.

- Florez, A., & Osorio, M. (2014). A Successful Gravel-Packing Technique in Vertical and Deviated Wells with Enlarged Open Hole in Cased Completions: A Case Study, Rubiales and Quifa Fields. *SPE-171094-MS*.
- Gonzalez, L., Ferrer, J., Fuenmayor, M., Castillo, N., & Gil, E. (2014). Use of Reservoir Simulation to Estimate Drainage Area and Recovery Factor of an In-Situ Combustion Project in a Complex Water-Drive Heavy Oil Reservoir. *SPE-170003-MS*, 1–13.
- Goudon, Thierry. (2016). *Mathematics for modeling and scientific computing*. ISTE ; Wiley.
- Hardy, M., Botermans, W., Hamouda, A., Valdal, J., & Warren, J. (1999). The First Carbonate Field Application of a New Organically Crosslinked Water Shutoff Polymer System. *SPE 50738*.
- Hipple, J. (2017). Stoichiometry Thermodynamics Kinetics Equilibrium and Reaction Engineering. In I. John Wiley & Sons (Ed.), *Chemical Engineering for Non-Chemical Engineers* (1st ed., pp. 64–83).
- Jaripatke, O., & Dalrymple, D. (2010). *SPE 127806 Water-Control Management Technologies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades*.
<http://onepetro.org/SPEFD/proceedings-pdf/10FD/10FD/SPE-127806-MS/4145098/spe-127806-ms.pdf/1>
- Jia, H., Li, P., & Zhang, Y. (2024). Polymer Gel for Water Shutoff in Complex Oil and Gas Reservoirs: Mechanisms, Simulation, and Decision-Making. In *SPE Journal* (Vol. 243).
<http://onepetro.org/SJ/article-pdf/29/01/243/3358491/spe-217457-pa.pdf/1>
- Joseph, A., & Ajienka, J. (2010). A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. *SPE 136969*.

- Khamees, T. K., Flori, R. E., & Fakher, S. M. (2018). *Numerical Modeling of Water-Soluble Sodium Silicate Gel System for Fluid Diversion and Flow-Zone Isolation in Highly Heterogeneous Reservoirs*. <http://onepetro.org/SPETTCE/proceedings-pdf/18TTCE/2-18TTCE/D021S019R002/1242710/spe-191200-ms.pdf/1>
- Klins, M., & State AJ Bouchard, P. U. (1988). A Polynomial Approach to the van Everdingen-Hurst Dimensionless Variables for Water Encroachment. *SPE 15433*. <http://onepetro.org/RE/article-pdf/3/01/320/2633629/spe-15433-pa.pdf>
- Konstantinov, I., Villa, C., Cong, R., & Karjala, T. (2018). Viscosity Modeling of Polymer Solutions. *Macromolecular Symposia*, 377(1). <https://doi.org/10.1002/masy.201600179>
- Luo, J., Yang, G., & Chen, J. (2025). Enhanced Oil Recovery Through Control Technology Pressure Management and Water Control. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 61(2), 554–565. <https://doi.org/10.1007/s10553-025-01893-0>
- Martínez, J. C., & Rojas, A. M. (2025). *Evaluación de la prospectividad de un yacimiento de crudo pesado con presencia de un acuífero activo en un sector de la Cuenca de los Llanos Orientales mediante el uso de metodologías de series temporales*. [UIS]. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/45434>
- Mosquera, A. (2020). Enfrentando el desafío del alto corte agua en campos petroleros: causas, diagnóstico y mecanismo químico de control. *Fuentes El Reventon Energetico*, 18(2), 89–105. <https://doi.org/10.18273/REVFUE.V18N2-2020006>
- Okasha, T., Nasr-El-Din, H., & Al-Khudair, W. (2001). Abatement of Water Production from Upper Permian Gas Wells in Saudi Arabia Using a New Polymer Treatment. *SPE 68152*.

- Ortega, A. (2013). *Estudio del comportamiento de la inyección del sistema Multigel® sellante en un pozo horizontal de la faja petrolífera del Orinoco para controlar la producción excesiva de agua*. [Tesis de pregrado]. Universidad Central de Venezuela.
- Prentt, L. A., Duarte, A. G., & Charry, W. M. (2010). A New Management Strategy for Dead Oil Reservoirs With a Strong Aquifer. *SPE 132698*, 1–28.
- Prieto, H., Lima, E., Gaviria, M., Gil, E., Benitez, N., & Fuenmayor, M. (2015). Design and Operation of Production Facilities of the Quifa Field In-situ Combustion Project. *SPE-174970-MS*, 1–11.
- Qu, J., Wang, P., You, Q., Zhao, G., Sun, Y., & Liu, Y. (2022). Soft Movable Polymer Gel for Controlling Water Coning of Horizontal Well in Offshore Heavy Oil Cold Production. *Gels*, 8(6). <https://doi.org/10.3390/gels8060352>
- Reese, R. D. (1996). *Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing*. <http://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-pdf/96SPE/96SPE/SPE-36604-MS/3498780/spe-36604-ms.pdf/1>
- Reyna, M. (2024). *Water Shut Off y Conformance*. [Bauerberg Klein Training]
- Sadeghnejad, S., Ashrafizadeh, M., & Nourani, M. (2022). Improved oil recovery by gel technology: Water shutoff and conformance control. In *Chemical Methods* (pp. 249–312).
- Sandoval, J. C. (2013). *Metodología para la identificación de pozos con oportunidades de incremento de producción en campos maduros*. <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/9f9f94e0-01de-4d4c-bcc9-5214ea365fcb>
- Sandoval Martinez, M. I., Salgado Carabali, V., Ramirez, A., Chaves-Guerrero, A., & Muñoz Navarro, S. (2025). Design of a Dual Molecular Weight Polymer Gel for Water-Shutoff

- Treatment in a Reservoir with Active Aquifer. *Polymers*, 17(10).
<https://doi.org/10.3390/polym17101399>
- Schlumberger. (1991). *Principios y aplicaciones de la interpretación de registros de pozo*.
- Scott, T. (1987). In-Situ Gel Calculations. *SPE*, 7(2), 634–636.
- Sepulveda, J., & Escobar, F. (2005). *Simulación de yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*. USCO.
- Seright, R. S. (1995). *Reduction of Gas and Water Permeabilities Using Gels*.
<http://onepetro.org/PO/article-pdf/10/02/103/2603423/spe-25855-pa.pdf/1>
- Stanko, M., Asuaje, M., Diaz, C., Guillmain, M., Borregales, M., Gonzalez, D., & Golan, M. (2015). Model-Based Production Optimization of the Rubiales Field, Colombia. *SPE-174843-MS*, 1–13.
- Thompson, K. E., & Kwon, O. (1999). Selective Conformance Control in Heterogeneous Reservoirs by Use of Unstable, Reactive Displacements. *SPE Journal*, 4.
<http://onepetro.org/SJ/article-pdf/4/02/156/2590040/spe-56861-pa.pdf/1>
- Tiab, D., & Ronaldson, E. (2011). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (3rd ed.). Elsevier Science & Technology.
- Upadhyay, S. (2007). Elementary. In *Chemical Kinetics and Reaction Dynamics* (1st ed., pp. 1–45). Springer Dordrecht. <https://doi.org/10.1007/978-1-4020-4547-9>
- Vernaza, J. (2024). *Digital Production Workshop: Best practices in the candidate selection for well intervention using production data*. [SPE Chapter Training]
- Wang, K., Luo, M., Li, M., Gu, X., Li, X., Fan, Q., Pu, C., & Wang, L. (2024). Gelation and Plugging Performance of Low-Concentration Partially Hydrolyzed

Polyacrylamide/Polyethyleneimine System at Moderate Temperature and in Fractured Low-Permeability Reservoir. *Polymers*, 16(11). <https://doi.org/10.3390/polym16111585>

Xin, X., Liu, Q., Liu, S., Yu, G., & Wan, Q. (2023). Optimization of Gel Flooding during the High Water Cut Stage in a Conglomerate Reservoir of the Xinjiang A Oilfield. *Polymers*, 15(7). <https://doi.org/10.3390/polym15071809>

Zaitoun, A., Kohler, N., & Guerrini, Y. (1991). *Improved Polyacrylamide Treatments for Water Control in Producing Wells*.

Zhang, D., Wang, Y., Ye, P., Li, S., Wei, J., Zhong, L., & Zhou, R. (2025). Oil Recovery Mechanism of Polymer Gel Injection Between Injection Wells and Production Wells to Block the Dominant Channel of Water Flow. *Gels*, 11(5). <https://doi.org/10.3390/gels11050337>

Zhang, L., Gao, Z., Liu, Y., Li, Y., Zhou, K., Wang, P., Zhang, K., Wang, C., & Zhang, M. (2025). Study on Rapid Screening Method for Different Chemical Flooding Methods in Heavy-Oil Reservoirs. *Processes*, 13(9). <https://doi.org/10.3390/pr13092992>